

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

“ ” 2019 p.

## Київ – 2019 рік

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою.

Спеціальність (спеціалізація) - 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи забезпечення споживачів електричною енергією).

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_  
(підпис) (ініціали, прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**

Фандулю Антону Сергійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації: «Система інформаційного забезпечення системи розрахунку прогнозованих втрат електроенергії в енергосистемі»

Науковий керівник дисертації: к.т.н, доцент Федосенко Микола Миколайович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «04» листопада 2019 р. № 3814-с

2. Строк подання студентом дисертації: 16 грудня 2019 р.

3. Об'єкт дослідження: розрахункова модель режимів електричних мереж

4. Предмет дослідження: розробка алгоритму розрахунку прогнозованих втрат активної енергії в електричних мережах.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити – опис досліджуваної енергосистеми, формування розрахункової моделі дослідної енергосистеми, розрахунок усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона, аналіз розрахунку прогнозованих втрат на базі розрахункової моделі, розробка стартап-проекту

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація результатів роботи.

7. Орієнтовний перелік публікацій – «Порівняння моделей прогнозування  
видачі потужності сонячних електростанцій в систему енергозабезпечення»

8. Дата видачі завдання: 31 травня 2019 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Опис досліджуваної енергосистеми. Розробка розрахункової моделі	02.09.2019 – 18.09.2019	
2.	Розрахунок втрат як параметра усталеного режиму	19.09.2019 – 30.09.2019	
3.	Опис інформаційної архітектури та програмного рішення	01.10.2019 – 20.10.2019	
4.	Розробка стартап-проекту	21.10.2019 – 22.11.2019	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)

## РЕФЕРАТ

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається із вступу, 4 розділів, висновків та переліку використаної літератури. Основний зміст викладений на 95 сторінках друкованого тексту, містить 25 таблиць, 30 рисунків, 11 бібліографічних найменувань за переліком посилань.

**Актуальність теми.** Запровадження нової моделі ринку електроенергії потребує уточнення прогнозування режимів, включаючи необхідність точного обчислення витрат електроенергії на кожну годину наступної доби, таке планування має відбуватися щодня, 365 днів на рік. Втрати електроенергії, що очікуються на наступну добу залежать від багатьох факторів: прогнозованої величини споживання, графіку покриття та складу блоків, запланованих ремонтів в основній мережі, прогнозу погодних умов, тощо.

Тому актуальним є завдання автоматизації процесу планування щогодинних витрат електроенергії на добу вперед. Реалізація цього завдання потребує розробки та впровадження програмного комплексу для обчислення витрат електроенергії у електромережах.

**Мета та завдання дослідження.** Розробка програмного рішення автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат активної енергії у енергосистемі використовуючи розрахункову модель енергосистеми, графіки генерації/споживання та ремонтів. Дослідження можливостей програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory, розрахунок усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона та розробка алгоритму автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат.

**Об'єкт дослідження.** Розрахункова модель режимів електромереж.

**Предмет дослідження.** Розробка алгоритму автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат активної енергії в електричних мережах.

**Методи дослідження.** В якості основного в роботі застосовано метод статистичних випробувань (МСВ) для оцінювання системного впливу

похибки вихідної інформації на достовірність розрахунків. Під час виконання розрахунків та розробки програмного коду для дисертації було використано програмне забезпечення MathCad, Microsoft Visual Studio 2017, та DlgSILENT “PowerFactory” 2019.

**Наукова новизна.** Впровадження широкого використання можливостей обчислювальної техніки, з метою виконання широкого спектру комплексних задач розрахунку схем, параметрів та режимів електричних мереж.

**Практичне значення отриманих результатів.** Оскільки нова модель енергоринку України передбачає кластер ринку електроенергії на добу наперед, це створює необхідність у своєчасному формуванні ціни на електроенергію, що у свою чергу потребує точного прогнозування втрат енергії у енергосистемі для врахування їх вартості у ціновій моделі. Прогнозовані втрати потребують точного розрахунку для кожної години наступної доби на актуальній моделі електромереж із врахуванням ряду параметрів. Розроблене програмне рішення автоматизованого розрахунку втрат задовольняє такі вимоги шляхом інтеграції даного рішення у інформаційну систему.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на II науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, м. Київ, 2019 р.

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи відображено у публікації: Федосенко М.М., Фандуль А.С. «Порівняння моделей прогнозування видачі потужності сонячних електростанцій в систему енергозабезпечення».

**Ключові слова:** ПРОГНОЗ, ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ, POWERFACTORY, DLGSILENT, АЛГОРИТМ, МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ, УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ, ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА.

# ABSTRACT

**Structure and scope of work.** The dissertation consists of introduction, 4 chapters, conclusions and a list of sources used. The main content is presented on 95 pages of printed text, contains 25 tables, 30 figures, 11 bibliographic titles in the list of references.

**Relevance of the topic.** The introduction of a new model of the electricity market requires refinement of forecasting regimes, including the need to accurately calculate electricity costs for each hour of the next day, such planning should occur daily, 365 days a year. Electricity losses that are expected for the next day depend on many factors: projected amount of consumption, schedule of coverage and composition of units, planned repairs in the main network, forecast of weather conditions, etc.

Therefore, the task of automating the process of planning hourly electricity costs a day ahead is urgent. The realization of this task requires the development and implementation of a software complex for the calculation of electricity losses in power grids.

**The purpose and objectives of the study.** Development of a software solution for the automated calculation of the estimated active energy losses in the grid using the grid model, generation/consumption schedules and repairs. PowerFactory software complex was investigated and described, steady-state calculation by Newton-Raphson method was performed and an algorithm for automated calculation of projected losses was developed. In the master's thesis, the software complex DIgSILENT “PowerFactory” was chosen as the object of study. On this basis, an algorithm for the automated calculation of estimated losses has been developed.

**The object of research.** Calculation model of electrical grid modes.

**The subject of the study.** Development of an algorithm for automated calculation of the predicted loss of active energy in electrical networks.

**Research methods.** The main method of the study is the method of statistical tests (MSI) to evaluate the systematic impact of the error of the original information on the reliability of the calculations. MathCad, Microsoft Visual Studio 2017, and DlgSILENT “PowerFactory” 2019 software were used to calculate and develop the dissertation code.

**Scientific novelty.** Implementation of extensive use of computer facilities to perform a wide range of complex tasks for the calculation of circuits, parameters and modes of electrical networks.

**The practical value of the results.** As the new model of the Ukrainian energy market foresees a cluster of the electricity market a day in advance, it creates the need for timely pricing of electricity, which in turn requires accurate forecasting of energy losses in the grid to account for their cost in the price model. Estimated losses require accurate calculation for each hour of the next day on the current grid model, taking into account a number of parameters. The developed software solution for automated loss calculation satisfies such requirements by integrating this solution into the information system.

**Approbation of the results of the dissertation.** The main provisions of the dissertation were reported and discussed at the II Scientific and Technical Conference of IEE Masters, Kyiv, 2019.

**Publications.** The materials of the dissertation are reflected in the publication: M.M. Fedosenko, A.S. Fandul. «Comparison of models of forecasting of power output of solar power plants in the power supply system».

**Keywords:** FORECAST, ENERGY LOSSES, POWERFACTORY, DLGSILENT, ALGORYTHM, CALCULATION MODEL, LOAD FLOW ANALYSIS, INFORMATION SYSTEM.

## ЗМІСТ

<b>Перелік умовних скорочень.....</b>	<b>10</b>
<b>Вступ.....</b>	<b>11</b>
<b>1. Опис дослідної енергосистеми. Розробка розрахункової моделі .....</b>	<b>13</b>
1.1. Вибір та опис об'єкту – енергосистеми 110/35 кВ.....	13
1.2. Задача формування розрахункової моделі енергосистеми.....	15
1.2.1 Формування схеми заміщення електричної мережі .....	15
1.2.2 Розрахунок початкових параметрів розрахункової схеми.....	19
1.2.3 Формування математичної моделі .....	21
1.3. Створення розрахункової моделі у DlgSILENT “PowerFactory” .....	27
Висновки.....	33
<b>2. Розрахунок втрат як параметра усталеного режиму .....</b>	<b>34</b>
2.1. Задача розрахунку усталеного режиму.....	34
2.2. Розрахунок усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона .....	35
2.2.1 Розрахунок вузлових напруг .....	35
2.2.2 Розрахунок струмів у ділянках та вузлах мережі .....	48
2.2.3 Розрахунок потоків потужності у ділянках та вузлах мережі ...	50
2.2.4 Розрахунок втрат потужності.....	50
2.3. Розрахунок усталеного режиму у DlgSILENT “PowerFactory” .....	53
Висновки.....	55
<b>3. Опис інформаційної архітектури та програмного рішення.....</b>	<b>56</b>
3.1. Вимоги до системи розрахунку прогнозованих втрат .....	56
3.2. Аналіз прецедентів системи розрахунку втрат .....	60
3.3. Діаграма класів інформаційної системи .....	65
3.4. Застосовані шаблони проектування GRASP .....	67
3.5. Діаграма послідовності операцій .....	68
3.6. Опис інформаційної архітектури .....	70



3.7. Аналіз алгоритму та програмного рішення.....	71
3.7.1 Режими генерації .....	72
3.7.2 Планові відключення.....	73
3.7.3 Міждержавні перетоки .....	73
3.7.4 Втрати на корону .....	75
3.7.5 Результати розрахунку втрат .....	80
Висновки.....	83
<b>4. Розробка стартап-проекту на базі програмного рішення .....</b>	<b>84</b>
4.1. Опис ідеї проекту.....	84
4.2. Технологічний аудит ідеї проекту .....	85
4.3. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	86
4.4. Розроблення ринкової стратегії проекту .....	90
4.5. Розроблення маркетингової програми стартап-проекту.....	91
Висновки.....	92
<b>Висновки.....</b>	<b>93</b>
<b>Література .....</b>	<b>94</b>

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ОЕС – об’єднана енергосистема;  
ОСП – оператор системи передачі;  
ОСР – оператор системи розподілу.  
ПЗ – програмне забезпечення;  
ПК – програмний комплекс;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПС – підстанція;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
СНАР – система нелінійних алгоритмічних рівнянь;  
УР – усталений режим;  
API – програмний інтерфейс додатку (Application Program Interface);  
UML – уніфікована мова моделювання (Unified Modelling Language);  
CSV – розділені комами величини (Comma Separated Values);

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Запровадження нової моделі ринку електроенергії потребує уточнення прогнозування режимів, включаючи необхідність точного обчислення витрат електроенергії на кожну годину наступної доби, таке планування має відбуватися щодня, 365 днів на рік. Втрати електроенергії, що очікуються на наступну добу залежать від багатьох факторів: прогнозованої величини споживання, графіку покриття та складу блоків, запланованих ремонтів в основній мережі, прогнозу погодних умов, тощо.

Тому актуальним є завдання автоматизації процесу планування щогодинних витрат електроенергії на добу вперед. Реалізація цього завдання потребує розробки та впровадження програмного комплексу для обчислення витрат електроенергії у електромережах.

**Мета та завдання дослідження.** Розробка програмного рішення автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат активної енергії у енергосистемі використовуючи розрахункову модель енергосистеми, графіки генерації/споживання та ремонтів. Дослідження можливостей програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory, розрахунок усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона та розробка алгоритму автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат.

**Об'єкт дослідження.** Розрахункова модель режимів електромереж.

**Предмет дослідження.** Розробка алгоритму автоматизованого розрахунку прогнозованих витрат активної енергії в електричних мережах.

**Методи дослідження.** В якості основного в роботі застосовано метод статистичних випробувань (МСВ) для оцінювання системного впливу похибки вихідної інформації на достовірність розрахунків. Під час виконання розрахунків та розробки програмного коду для дисертації було використано

програмне забезпечення MathCad, Microsoft Visual Studio 2017, та DlgSILENT “PowerFactory” 2019.

**Наукова новизна.** Впровадження широкого використання можливостей обчислювальної техніки, з метою виконання широкого спектру комплексних задач розрахунку схем, параметрів та режимів електричних мереж.

**Практичне значення отриманих результатів.** Оскільки нова модель енергоринку України передбачає кластер ринку електроенергії на добу наперед, це створює необхідність у своєчасному формуванні ціни на електроенергію, що у свою чергу потребує точного прогнозування втрат енергії у енергосистемі для врахування їх вартості у ціновій моделі. Прогнозовані втрати потребують точного розрахунку для кожної години наступної доби на актуальній моделі електромереж із врахуванням ряду параметрів. Розроблене програмне рішення автоматизованого розрахунку втрат задовольняє такі вимоги шляхом інтеграції даного рішення у інформаційну систему.

# 1 ОПИС ДОСЛІДНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ. РОЗРОБКА РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ

## 1.1 Вибір та опис об'єкту – енергосистеми 110/35 кВ

Об'єктом дослідження магістерської дисертації є електроенергетична система, що має два класи напруги: 110 і 35 кВ. Електрична мережа живиться від шин підстанції (опорний вузол 0), включає елементи двох класів напруг:

- 110 кВ – вузли 0,1,2 і 3; ділянки 0-1, 1-2, 2-3;
- 35 кВ – вузол 4.

Схема складається із 3-х ЛЕП класу напруги 110 кВ та одного понижувального трансформатора. Схема розімкнена, контури відсутні, у наявності 3 радіальні лінії. ЛЕП виконані сталевалюмінієвими проводами марок АС-120 і АС-150 та АС-95 відповідно. Детальні параметри ділянок енергосистеми наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Параметри ділянок ЛЕП

Номер ділянки	Марка проводу	Площа перерізу, мм <sup>2</sup>	Номінальна напруга, кВ	Погонний акт. опір, Ом/км	Погонний реакт. опір, Ом/км	Погонна акт. пров, мкСм/км	Довжина ділянки, км
0 - 1	АС	120	110	24,9	42,3	2,69	15
1 - 2	АС	150	110	19,5	41,6	2,74	10
2 - 3	АС	95	110	31,4	42,9	2,65	14

На ділянці 3-4 встановлено понижувальний трансформатор типу ТДН-10000/110, його потужність 10000 кВА, напруга обмотки ВН - 110 кВ, обмотки НН - 35 кВ.

Детальні параметри силового понижувального трансформатора типу ТДН-10000/110 наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Параметри силового трансформатора ТДН-10000/110 [5]

Тип	Номінальна напруга обмоток, кВ		Номінальна потужність, кВА	Втрати, кВт		U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
	ВН	НН		ΔР <sub>хх</sub>	ΔР <sub>кз</sub>		
ТДН- 10000/110	115	11	10000	14	60	10,5	0,9

У вузлах мережі підключені споживачі електроенергії зі заданою потужністю навантаження  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  та  $S_4$  відповідно. Детальні параметри вузлових навантажень (споживачів) наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри навантаження у вузлах

Номер вузла	1	2	3	4
Навантаження повне, МВАр	$6 + 4i$	$5 + 3i$	$2 + 1i$	$3 + 2i$

Основні параметри та конфігурація мережі продемонстрована на спрощеній графіці енергосистеми як показано на рисунку 1.1.

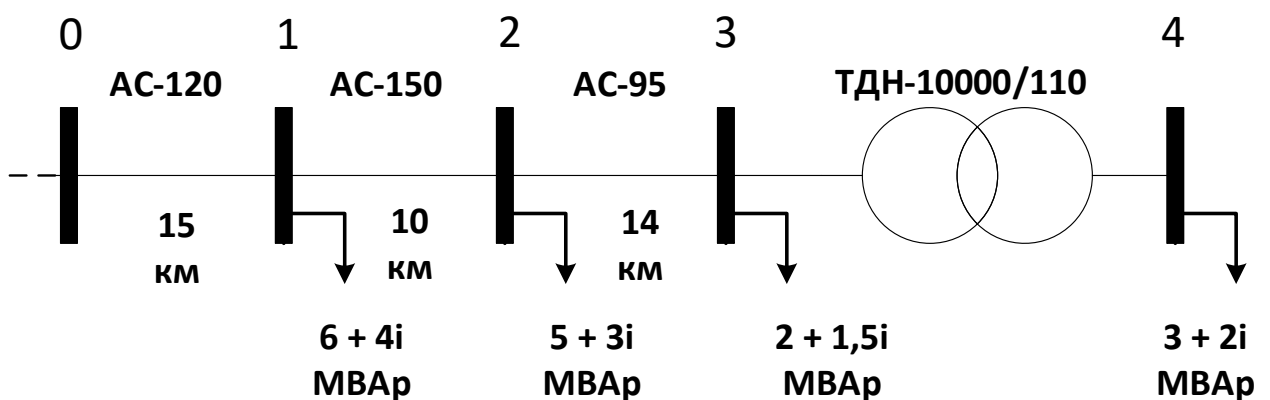


Рисунок 1.1 — Спрощена графіка дослідної енергосистеми

## 1.2 Задача формування розрахункової моделі енергосистеми

Керування режимами роботи електроенергетичних систем вимагає швидкої обробки й аналізу великих обсягів інформації різного типу про конфігурацію електричної мережі, параметри її елементів, параметри режимів роботи електричної мережі тощо. Оптимальний шлях вирішення даної задачі — використання математичних моделей об'єктів і процесів у них для отримання, обробки й аналізу інформації, прийняття відповідних рішень щодо керування електроенергетичними системами.

Математична модель є формалізацією системи алгебраїчних або диференціальних рівнянь, що описує основні взаємозв'язки між параметрами модельованого об'єкта. До математичної моделі об'єкта входять системи рівнянь, що описують об'єкт, методи розв'язання цих рівнянь, алгоритми та комп'ютерні програми, які реалізують відповідні методи. Математична модель електричної мережі для аналізу усталеного режиму її роботи складається із двох взаємозв'язаних елементів:

1. **Модель конфігурації мережі** — описує зв'язки між елементами мережі, їх параметри і властивості. Подається здебільшого у вигляді схем заміщення та розрахункових схем. Однією із форм подання моделі конфігурації є також матриця провідностей.
2. **Модель режиму роботи електричної мережі** — подається у вигляді системи рівнянь усталеного режиму. Це алгебричні рівняння з комплексними складовими, що зв'язують відомі та невідомі параметри режиму і схеми заміщення.

### 1.2.1 Формування схеми заміщення електричної мережі

Схема заміщення електричної мережі формується із схем заміщення елементів мережі (ЛЕП, трансформатори, вузли навантажень і генерації тощо) відповідно до послідовності їх з'єднання.

Для розрахунку усталеного режиму ділянки ліній електропередачі подають П-подібною схемою заміщення, як показано на рисунку 1.2.

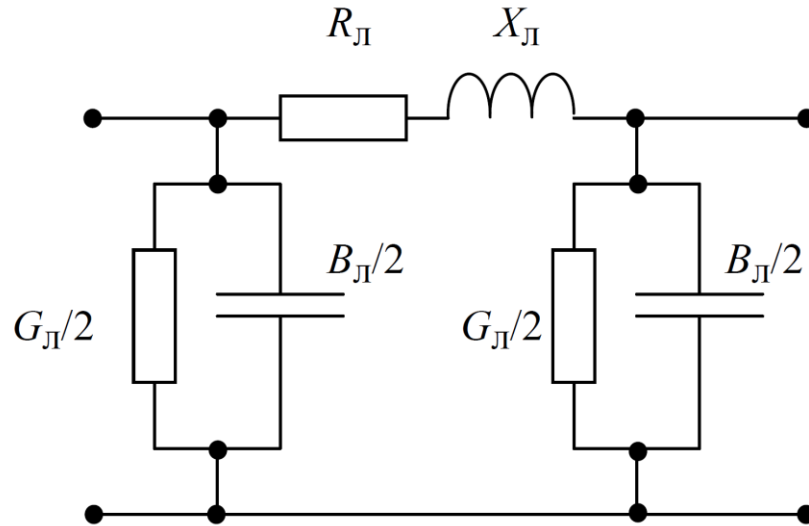


Рисунок 1.2 — Схема заміщення ЛЕП

Схема заміщення ЛЕП складається із повздовжніх параметрів - активний і реактивний опори ( $R_{\text{Л}}$ ,  $X_{\text{Л}}$ ) та поперечних параметрів – активна і реактивна провідність ( $G_{\text{Л}}$ ,  $B_{\text{Л}}$ ). Ці параметри обчислюються на основі погонних величин опору/провідності відповідно до типу проводу, класу напруги та довжини ділянки за формулами[1]:

- активний опір ділянки ЛЕП (Ом):

$$R_{\text{Л}} = z_0 l; \quad (1.1)$$

- реактивний опір ділянки ЛЕП (Ом):

$$X_{\text{Л}} = x_0 l; \quad (1.2)$$

- активна поперечна провідність (См):

$$G_{\text{Л}} = g_0 l; \quad (1.3)$$

- реактивна поперечна провідність (См):

$$B_{\text{Л}} = b_0 l; \quad (1.4)$$

де у формулах (1.1 - 1.4):

$l$  — довжина ділянки ЛЕП, км;

$r_0, x_0, g_0, b_0$ , — погонні опори 1 км проводу;

$r_0, x_0, g_0, b_0$ , — погонні провідності 1 км проводу.



Погонний опір та погонна провідність для 1 км проводу вибираються із довідкової таблиці для проводів відповідних марок, при цьому враховується клас напруги лінії електропередачі, у якій використовується провід. Для ліній електропередачі напругою 110 кВ і нижче нехтують активною провідністю  $G_L$ , а для ліній 35 кВ і менше – і реактивною провідністю  $B_L$ . При моделюванні визначаються і аналізуються такі параметри режиму[2]:

- напруги у вузлах початку і кінця лінії (кВ):  $\dot{U}_i, \dot{U}_j$ ;
- струм у лінії (кА):  $I_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \cdot Y_{ij}$ ;
- струми у поперечних провідностях (кА):  $I_i = \dot{U}_i \cdot Y_i, I_j = \dot{U}_j \cdot Y_j$ ;
- потоки потужності у лінії (кВт):  $S_{ij(i)} = \dot{U}_i \cdot I_{ij}, S_{ij(j)} = \dot{U}_j \cdot I_{ij}$ ;
- **втрати потужності в лінії** (кВт):  $\Delta S_{ij} = S_{ij(i)} - S_{ij(j)}$ .

Для двообмоткових трансформаторів і автотрансформаторів використовують Г-подібну схему заміщення, як показано на рисунку 1.3.

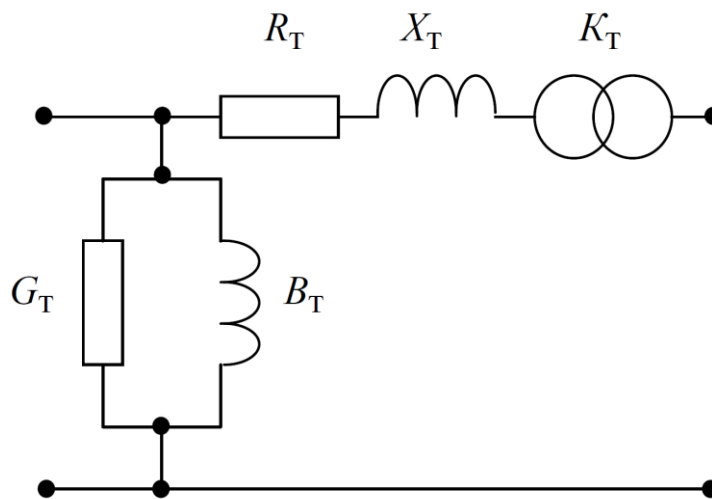


Рисунок 1.3 — Схема заміщення трансформатора

Її параметри розраховують на основі довідкових даних за формулами:

- активний опір (Ом):

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} U_{ном}^2}{S_T^2}$$

- реактивний опір (Ом):

$$X_T = \frac{U_p U_{ном}^2}{100 S_m}$$

- активна поперечна провідність (См):

$$G_T = \Delta U_{xx} / U_{\text{НОМ}}^2$$

- реактивна поперечна провідність (См):

$$B_T = I_{xx} S_T / 100 U_{\text{НОМ}}^2$$

- коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{ТНОМ}} = U_{\text{НОМ}} / U_{\text{НОМ}}^H$$

Якщо трансформатор має додаткові регулювальні відгалуження і пристрій регулювання напруги, то коефіцієнт трансформації визначається за формулою:  $K_T = K_{\text{ТНОМ}} \cdot (1 \pm n \cdot \Delta / 100)$ .

При моделюванні визначаються і аналізуються такі режимні параметри режиму трансформаторів:

- напруги на вході і виході (обмотки ВН і НН) (кВ):

$$\dot{U}_B = K_T \cdot \dot{U}_H;$$

- струми в обмотках (кА):

$$I_B = (\dot{U}_B - \dot{U}_H * K_T) \cdot Y_T, I_H = I_B \cdot K_T;$$

- **втрати потужності в обмотках (кВт):**

$$\Delta S_T = I_B^2 \cdot Z_T.$$

Спосіб завдання вузлових навантажень в схемах заміщення залежить від виду мережі і мети розрахунків. Навантаження задають постійним по модулю і фазі струмом, постійною потужністю, статичними характеристиками навантажень, постійною провідністю тощо.

Джерела електроенергії (генератори електростанцій, батареї статичних конденсаторів (БСК), синхронні компенсатори(СК)) в схемах заміщення задають постійною активною і реактивною потужністю, постійними активною потужністю і модулем напруги, постійними модулем і кутом напруги.

Повна схема заміщення електричної мережі складається із схем заміщення її елементів, які розташовуються в порядку їх з'єднання у вихідній схемі. Повна схема заміщення для дослідної мережі наведена на рисунку 1.4.

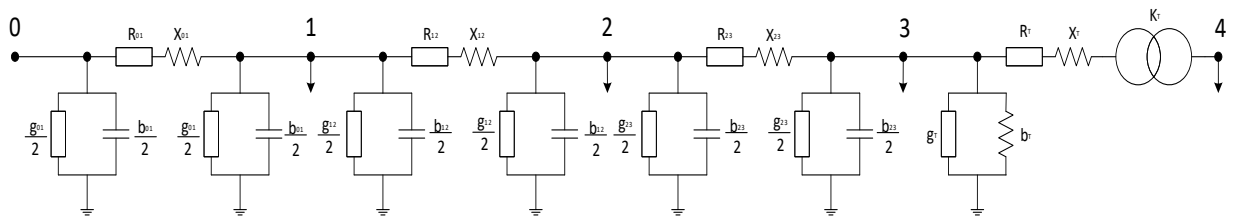


Рисунок 1.4 — Повна схема заміщення дослідної мережі

Враховуючи класи напруг елементів дослідної мережі, схему заміщення можна спростити за рахунок нехтування деякими її елементами, а саме активною поперечною провідністю ЛЕП. Спрощена схема заміщення дослідної мережі наведена на рисунку 1.5.

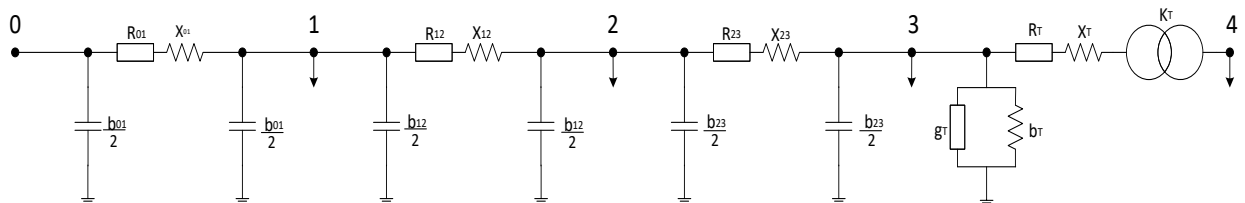


Рисунок 1.5 — Спрощена схема заміщення дослідної мережі

### 1.2.2 Розрахунок початкових параметрів розрахункової схеми

Обчислимо параметри ЛЕП мережі виходячи із наведених формул (1.1 - 1.4):

- активний опір лінії:

$$R_{01} = \frac{r_{120} \cdot l_{01}}{100} = \frac{24,9 \cdot 15}{100} = 3,735 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{r_{150} \cdot l_{12}}{100} = \frac{19,5 \cdot 10}{100} = 1,95 \text{ Ом}$$

$$R_{23} = \frac{r_{95} \cdot l_{23}}{100} = \frac{31,4 \cdot 14}{100} = 4,396 \text{ Ом}$$

- реактивний опір лінії:

$$X_{01} = \frac{x_{120} \cdot l_{01}}{100} = \frac{42,3 \cdot 15}{100} = 6,345 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = \frac{x_{150} \cdot l_{12}}{100} = \frac{41,6 \cdot 10}{100} = 4,16 \text{ Ом}$$

$$X_{23} = \frac{x_{95} \cdot l_{23}}{100} = \frac{42,9 \cdot 14}{100} = 6,006 \text{ Ом}$$

- реактивна провідність:

$$b_{01} = \frac{b_{120} \cdot l_{01}}{100} = \frac{2,69 \cdot 10^{-4} \cdot 15}{100} = 4,035 \cdot 10^{-5} \text{ СМ}$$

$$b_{12} = \frac{b_{150} \cdot l_{12}}{100} = \frac{2,74 \cdot 10^{-4} \cdot 10}{100} = 2,74 \cdot 10^{-5} \text{ СМ}$$

$$b_{23} = \frac{b_{95} \cdot l_{23}}{100} = \frac{2,65 \cdot 10^{-4} \cdot 14}{100} = 3,71 \cdot 10^{-5} \text{ СМ}$$

Обчислимо параметри трансформатора:

- активний опір трансформатора:

$$R_t = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{номВН}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,006 \cdot 115^2}{10^2} = 0,794 \text{ Ом}$$

- реактивний опір трансформатора:

$$X_t = \left( \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \right) \cdot \left( \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{\text{ном}}} \right) = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,862 \text{ Ом}$$

- активна провідність:

$$g_t = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{\text{номВН}}^2} = \frac{0,0014}{115^2} = 1,059 \cdot 10^{-7} \text{ СМ}$$

- реактивна провідність:

$$b_t = \left( \frac{I_{xx\%}}{100} \right) \cdot \left( \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{номВН}}^2} \right) = \frac{0,9}{100} \cdot \frac{10}{115^2} = 6,805 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

- номінальний коефіцієнт трансформації:

$$K_{t\text{ном}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номНН}}} = \frac{115}{38,5} = 2,987$$

- коефіцієнт трансформації на регульованому відгалуженні ( $n_1 = 1$ ):

$$K_t = K_{t\text{ном}} \cdot \left( 1 + n_1 \cdot \frac{\Delta}{100} \right) = 2,987 \cdot \left( 1 + \frac{1,78}{100} \right) = 3,04$$

Розрахуємо параметри ділянок виходячи із обчислених параметрів елементів:

- для ділянки 0 – 1, повний опір та провідність ЛЕП:

$$Z_{01} = R_{01} + jX_{01} = 3,735 + j6,345 \text{ Ом}$$

$$Y_{01n} = jb_{01} = j4,035 \cdot 10^{-5} \text{ СМ}$$

- для ділянки 1 – 2, повний опір та провідність ЛЕП:

$$Z_{12} = R_{12} + jX_{12} = 1,95 + j4,16 \text{ Ом}$$

$$Y_{12n} = jb_{12} = j2,74 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

- для ділянки 2 – 3, повний опір та провідність ЛЕП:

$$Z_{23} = R_{23} + jX_{23} = 4,396 + j6,006 \text{ Ом}$$

$$Y_{23n} = jb_{23} = j3,71 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

- для ділянки 3 – 4, повний опір та провідність трансформатора:

$$Z_{34} = R_t + jX_t = 7,95 + j139 \text{ Ом}$$

$$Y_{34n} = g_t + jb_t = 1,059 \cdot 10^{-7} + j6,805 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Отримані параметри для математичної моделі, наведені у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Параметри навантаження у вузлах

Ділянка мережі	Тип проводу/трансформатора	Довжина ділянки, км	Розрахункові параметри елементів	
			Повний опір Z, Ом	Провідність Y, См
0-1	АС-120	15	$3,735 + j6,345$	$j4,035 \cdot 10^{-5}$
1-2	АС-150	10	$1,95 + j4,16$	$j2,74 \cdot 10^{-5}$
2-3	АС-95	14	$4,396 + j6,006$	$j3,71 \cdot 10^{-5}$
3-4	ТДН-10000/110	-	$7,95 + j139$	$1,059 \cdot 10^{-7} + j6,805 \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема із розрахованими параметрами наведена на рисунку 1.6.

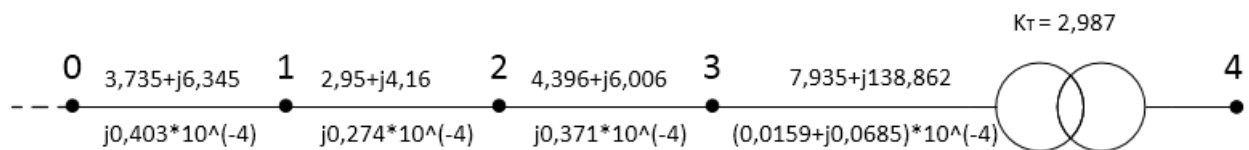


Рисунок 1.6 — Розрахункова схема дослідної мережі

### 1.2.3 Формування математичної моделі

Формування математичної моделі усталеного режиму роботи електричної мережі передбачає складання алгебраїчних рівнянь усталеного режиму. Вони визначають аналітичну залежність між відомими і невідомими параметрами схеми та режиму. Рівняння описують баланс струму або потужності у вузлах мережі. Залежно від способу подання вузлових навантажень споживачів та джерел електроенергії (у вигляді струму чи потужності) рівняння усталеного

режиму можуть бути лінійними або нелінійними. Якщо навантаження у вузлі мережі задане постійним струмом ( $S_i = const$ ), режим вузла описується лінійним рівнянням балансу струмів[3]:

$$\dot{U}_i \cdot y_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \cdot y_{ij} = \dot{I}_i \quad (1.5)$$

Якщо навантаження у вузлі мережі задане постійною потужністю ( $S_i = const$ ), режим вузла описується нелінійним рівнянням балансу струмів:

$$\dot{U}_i \cdot y_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \cdot y_{ij} = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} \quad (1.6)$$

або балансу потужностей:

$$\dot{U}_i^2 \cdot y_{ii} - \sum_{j=1}^n \dot{U}_j \cdot y_{ij} = \dot{S}_i \quad (1.7)$$

В усіх рівняннях усталеного режиму коефіцієнтами при невідомих напругах є взаємні та власні провідності вузлів. Взаємну провідність вузлів  $i$  та  $j$  визначають як позовжню провідність ділянки схеми заміщення, що з'єднує ці вузли[4]:

$$Y_{ij} = 1/Z_{ij} = 1/(R_{ij} + jX_{ij}) \quad (1.8)$$

Проведемо розрахунок взаємних провідностей для усіх ділянок схеми відповідно до (1.8):

$$Y_{01} = \frac{1}{Z_{01}} = \frac{1}{3,735 + j6.345} = 0.069 - j0.117 \text{ См}$$

$$Y_{12} = \frac{1}{Z_{12}} = \frac{1}{1,95 + j4.16} = 0.092 - j0.197 \text{ См}$$

$$Y_{23} = \frac{1}{Z_{23}} = \frac{1}{4,396 + j6.006} = 0.079 - j0.108 \text{ См}$$

$$Y_{34} = \frac{1}{Z_{23}} \cdot K_t = \frac{1}{7,95 + j139} \cdot 3.04 = 1.247 \cdot 10^{-3} - j0.022 \text{ См}$$

Власна провідність  $i$ -го вузла  $Y_{ii}$ , дорівнює сумі провідностей усіх ділянок схеми заміщення (поздовжніх і поперечних), які з'єднані в ньому:

$$Y_{ii} = \sum_j Y_{ij} - 0,5 \sum_j Y_{ij}^{\text{ПЛ}} \quad (1.9)$$

Розрахуємо власну провідність усіх вузлів схеми відповідно до (1.9):

$$Y_{00} = Y_{01} - 0,5 \cdot (Y_{01n}) = 0,069 - j0,117 - 0,5 \cdot j4,035 \cdot 10^{-5} = 0,069 - j0,117 \text{ См}$$

$$Y_{11} = Y_{01} + Y_{12} - 0,5 \cdot (Y_{01n} + Y_{12n}) = 0,069 - j0,117 + 0,092 - j0,197 - 0,5 \cdot (j4,035 \cdot 10^{-5} + j2,74 \cdot 10^{-5}) = 0,161 - j0,314 \text{ См}$$

$$Y_{22} = Y_{12} + Y_{23} - 0,5 \cdot (Y_{12n} + Y_{23n}) = 0,092 - j0,197 + 0,079 - j0,108 - 0,5 \cdot (j2,74 \cdot 10^{-5} + j3,71 \cdot 10^{-5}) = 0,171 - j0,305 \text{ См}$$

$$Y_{33} = Y_{23} + \frac{Y_{34}}{K_t} - 0,5 \cdot (Y_{23n}) + Y_{34n} = 0,079 - j0,108 + \frac{1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022}{3,04} - 0,5 \cdot (j3,71 \cdot 10^{-5}) + 1,059 \cdot 10^{-7} + j6,805 \cdot 10^{-6} = 0,079 - j0,115 \text{ См}$$

$$Y_{44} = Y_{34} \cdot K_t = (1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) \cdot 3,04 = 3,791 \cdot 10^{-3} - j0,067 \text{ См}$$

Складаємо рівняння усталеного режиму з комплексними складовими у формі балансу струмів шляхом підстановки у рівняння обчислених значень власних та взаємних провідностей та заданих потужностей у вузлах. Враховуємо, що  $S_i = S_{iГ} - S_{iН}$  (додатній напрямок – до вузла).

У вузлах задані потужності навантаження  $S_{iН}$ , при цьому потужності генерації  $S_{iГ} = 0$ . Тому  $S_i = 0 - S_{iН} = -S_{iН}$  і в правій частині рівнянь задані потужності враховуються зі знаком « - ».

Таким чином, сформуємо рівняння балансу струму відповідно до (1.6):

$$y_{11} \cdot \dot{U}_1 - (y_{01} \cdot U_0 + y_{12} \cdot \dot{U}_2) = \frac{-\dot{S}_1}{\dot{U}_1}$$

$$y_{22} \cdot \dot{U}_2 - (y_{12} \cdot \dot{U}_1 + y_{23} \cdot \dot{U}_3) = \frac{-\dot{S}_2}{\dot{U}_2}$$

$$y_{33} \cdot \dot{U}_3 - (y_{23} \cdot \dot{U}_2 + y_{34} \cdot \dot{U}_4) = \frac{-\dot{S}_3}{\dot{U}_3}$$

$$y_{44} \cdot \dot{U}_4 - y_{34} \cdot \dot{U}_3 = \frac{-\dot{S}_4}{\dot{U}_4}$$

Виконаємо підстановку значень провідностей, потужності навантажень та напруги опорного вузла у кожне рівняння:

$$(0,161 - j0,314) \cdot \dot{U}_1 - [(0,069 - j0,117) \cdot 115 + (0,092 - j0,197) \cdot U_2] \\ = \frac{-(6 + j4)}{\dot{U}_1}$$

$$(0,171 - j0,305) \cdot \dot{U}_2 - [(0,092 - j0,197) \cdot \dot{U}_1 + (0,079 - j0,108) \cdot \dot{U}_3] \\ = \frac{-(5 + j3)}{\dot{U}_2}$$

$$(0,079 - j0,115) \cdot \dot{U}_3 - [(0,079 - j0,108) \cdot \dot{U}_2 + (1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) \cdot \dot{U}_4] \\ = \frac{-(2 + j1,5)}{\dot{U}_3}$$

$$(3,791 \cdot 10^{-3} - j0,067) \cdot \dot{U}_4 - [(1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) \cdot \dot{U}_3] = \frac{-(3 + j2)}{\dot{U}_4}$$

Рівняння усталеного режиму із комплексними складовими у формі балансу потужностей сформовані із рівнянь балансу струмів шляхом множення цих рівнянь на  $U_i$ :

$$(0,161 - j0,314) \cdot \dot{U}_1^2 - \dot{U}_1 \cdot [(0,069 - j0,117) \cdot 115 + (0,092 - j0,197) \cdot U_2] \\ = -(6 + j4)$$

$$(0,171 - j0,305) \cdot \dot{U}_2^2 - \dot{U}_2 \cdot [(0,092 - j0,197) \cdot \dot{U}_1 + (0,079 - j0,108) \cdot \dot{U}_3] \\ = -(5 + j3)$$

$$(0,079 - j0,115) \cdot \dot{U}_3^2 - \dot{U}_3 \cdot [(0,079 - j0,108) \cdot \dot{U}_2 + (1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) \cdot \dot{U}_4] = -(2 + j1,5)$$

$$(3,791 \cdot 10^{-3} - j0,067) \cdot \dot{U}_4^2 - \dot{U}_4 \cdot [(1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) \cdot \dot{U}_3] = -(3 + j2)$$

В практичних розрахунках комплексні рівняння балансу часто використовуються у перетвореному вигляді: комплексні величини у їх складі подаються у вигляді дійсних та уявних складових. В результаті перетворень комплексне рівняння розпадається на два дійсних рівняння. Таким чином кожне рівняння балансу потужностей подається як два дійсних рівняння, які описують баланс активної та реактивної потужностей у вузлі. У прямокутних координатах система рівнянь набуває наступного вигляду:



$$\begin{aligned}
& 0,161 \cdot U_1^2 - U_1' \cdot (0,069 \cdot 115 + 0,117 \cdot 0 + 0,092 \cdot U_2' + 0,197 \cdot U_2'') - \\
& - U_1'' \cdot (0,069 \cdot 0 + 0,117 \cdot 115 + 0,092 \cdot U_2'' - 0,197 \cdot U_2') = 6 \\
& - 0,314 \cdot U_1^2 - U_1' \cdot (0,069 \cdot 0 - 0,117 \cdot 115 + 0,092 \cdot U_2'' - 0,197 \cdot U_2') + \\
& + U_1'' \cdot (0,069 \cdot 115 + 0,117 \cdot 0 + 0,092 \cdot U_2' + 0,197 \cdot U_2'') = -4 \\
& 0,171 \cdot U_2^2 - U_2' \cdot (0,092 \cdot U_1' + 0,197 \cdot U_1'' + 0,079 \cdot U_3' + 0,108 \cdot U_3'') - \\
& - U_2'' \cdot (0,092 \cdot U_1'' + 0,197 \cdot U_1' + 0,079 \cdot U_3'' + 0,197 \cdot U_3') = 5 \\
& - 0,305 \cdot U_2^2 - U_2' \cdot (0,092 \cdot U_1'' + 0,197 \cdot U_1' + 0,079 \cdot U_3'' + 0,108 \cdot U_3') - \\
& - U_2'' \cdot (0,092 \cdot U_1' + 0,197 \cdot U_1'' + 0,079 \cdot U_3' + 0,197 \cdot U_3'') = -3 \\
& 0,079 \cdot U_3^2 - U_3' \cdot (0,079 \cdot U_2' + 0,108 \cdot U_2'' + 1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_4' + 0,022 \cdot U_4'') - \\
& - U_3'' \cdot (0,079 \cdot U_2'' - 0,108 \cdot U_2' + 1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_4'' + 0,022 \cdot U_4') = 2 \\
& - 0,115 \cdot U_3^2 - U_3' \cdot (0,079 \cdot U_2'' - 0,108 \cdot U_2' + 1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_4'' - 0,022 \cdot U_4') - \\
& - U_3'' \cdot (0,079 \cdot U_2' + 0,108 \cdot U_2'' + 1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_4' + 0,022 \cdot U_4'') = -1,5 \\
& 3,791 \cdot 10^{-3} \cdot U_4^2 - U_4' \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_3' + 0,022 \cdot U_3'') - \\
& - U_4'' \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_3'' - 0,022 \cdot U_3') = 3 \\
& - 0,067 \cdot U_4^2 - U_4' \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_3'' - 0,022 \cdot U_3') + U_4' \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot U_3' + \\
& + 0,022 \cdot U_3'') = -2
\end{aligned}$$

Отримали систему 8 нелінійних рівнянь відносно невідомих складових вузлових напруг.

Система дійсних рівнянь балансу потужностей у полярних координатах формується із відповідних рівнянь балансу потужностей, що складені раніше. Рівняння записуються для всіх вузлів схеми, крім опорного вузла 0:

$$0,161 \cdot U_1^2 - U_1 \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \cos(\theta_0 - \theta_1) - 0,117 \cdot \sin(\theta_0 - \theta_1)) + U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))] = 6$$

$$-0,314 \cdot U_1^2 - U_1 \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \sin(\theta_0 - \theta_1) + 0,117 \cdot \cos(\theta_0 - \theta_1)) + U_2 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))] = -4$$

$$0,171 \cdot U_2^2 - U_2 \cdot [U_1 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)) + U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,197 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3))] = 5$$

$$-0,305 \cdot U_2^2 - U_2 \cdot [U_1 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) + U_3 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))] = -3$$

$$0,079 \cdot U_3^2 - U_3 \cdot [U_2 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,022 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) + U_4 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) - 0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4))] = 2$$

$$-0,115 \cdot U_3^2 - U_3 \cdot [U_2 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,022 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) + U_4 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))] = -1,5$$

$$3,791 \cdot 10^{-3} \cdot U_4^2 - U_4 \cdot [U_3 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) - 0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4)) + U_4 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))] = 3$$

$$-0,067 \cdot U_4^2 - U_4 \cdot [U_3 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))] = -2$$

Отримали систему з 8 нелінійних рівнянь відносно невідомих дійсних складових вузлових напруг (модулів та кутів).

Математична модель усталеного режиму роботи електричної мережі представлена у вигляді системи алгебраїчних рівнянь усталеного режиму. Вузлові навантаження споживачів і джерел електроенергії задані постійними активними і реактивними потужностями, тому рівняння балансу потужностей нелінійні, та представлені у прямокутних та полярних координатах.

### 1.3 Створення розрахункової моделі у DIgSILENT “PowerFactory”

Програмний продукт Power Factory, розроблений компанією DIgSILENT (Німеччина), є інженерним інструментом, за допомогою якого можна аналізувати промислові і комерційні електричні системи. Продукт був розроблений як вдосконалена інтегрована і інтерактивна система програмного забезпечення, що використовується для оптимізації режимів енергетичних систем.

У даний час існуюча документація програмного продукту PowerFactory представлена тільки англійською мовою, проте в Україні відбувається процес активного впровадження програмного продукту PowerFactory для розв'язання енергетичних задач різного класу складності. Програмний продукт володіє низкою переваг, що полягають як у зручності роботи із графічним інтерфейсом, так і у швидкодії виконання розрахунків та перетворень.

Основний концепт PowerFactory полягає у наступних особливостях[6]:

- *Функціональна інтеграція*: програмний продукт розроблений як єдиний виконуваний файл, що komponує у собі усі розрахункові модулі та базу даних, математичну модель системи та додаткові модулі.
- *Вертикальна інтеграція*: програмний продукт застосовує концепт вертикально інтегрованих моделей, що дозволяє їх спільне застосування при аналізі і розрахунках режимів на рівні передачі, розподілу та промисловості.
- *Єдина база даних*: усі необхідні структури даних, властивості елементів, режимні властивості та інші характеристики зберігаються у інтегрованій базі даних, що дозволяє ефективно та безпечно керувати даними та зберігати їх.
- *Керування проектом*: уся інформація, що стосується конкретної системи замкнена у структуру даних «Проект», що дозволяє паралельно працювати із рядом розрахункових моделей різної складності та

структури без додаткових операцій перезавантаження, скидання чи введення даних.

- *Багатокористувацька робота*: декілька користувачів можуть працювати із власними проектами, або ж працювати над спільним проектом, що зберігається у базі даних однієї із сторін, та керується адміністратором проекту.
- *Автономний режим*: якщо мережева база даних не доступна, програмний комплекс може здійснювати розрахунки без доступу до зовнішнього сховища завдяки кешуванню даних та їх послідовній синхронізації.
- *Редагування користувацького інтерфейсу*: користувацький інтерфейс може змінюватись адміністратором для спрощення роботи для конкретного профіля користувача.

Критично важливою особливістю PowerFactory є об'єктно-орієнтовна архітектура бази даних, що забезпечує вертикальну ієрархію усіх даних, що використовуються у системі. Об'єкти моделі групуються відповідно до типу елементу енергосистеми, який вони моделюють, кожна група є програмним класом, володіє властивостями та методами відповідно до своєї ролі у ієрархії класів. Кожен об'єкт володіє набором властивостей свого класу, ці властивості доступні для перегляду, редагування та створення користувачем у відповідних графічних інтерфейсах.

Основні класи, що застосовані у PowerFactory, поділяються на наступні категорії відповідно до своєї ролі у системі[7]:

- **\*.Elm\***: елементи мережі.
- **\*.Typ\***: типи об'єктів відповідно до типу елемента енергосистеми, що визначають заводські параметри обладнання.
- **\*.Int\***: структурні елементи ієрархічного дерева, наприклад папка.
- **\*.Set\***: внутрішні налаштування, конфігурація проекту.
- **\*.Com\***: виконавчі команди всередині проекту, наприклад команда розрахунку усталеного режиму.

Для створення нового проекту із конфігурацією розрахункової моделі досліджуваної схеми використано меню «Файл – Створити - Проект», обрано назву проекту “MasterStudy”, і базові налаштування такі, як колір обладнання і з'єднань, встановлена робоча частота 50 Гц. Наступні операції по конфігуруванню графічної схеми та редагуванні параметрів обладнання схеми виконані у графічному інтерфейсі, що продемонстрований на рисунку 1.7.

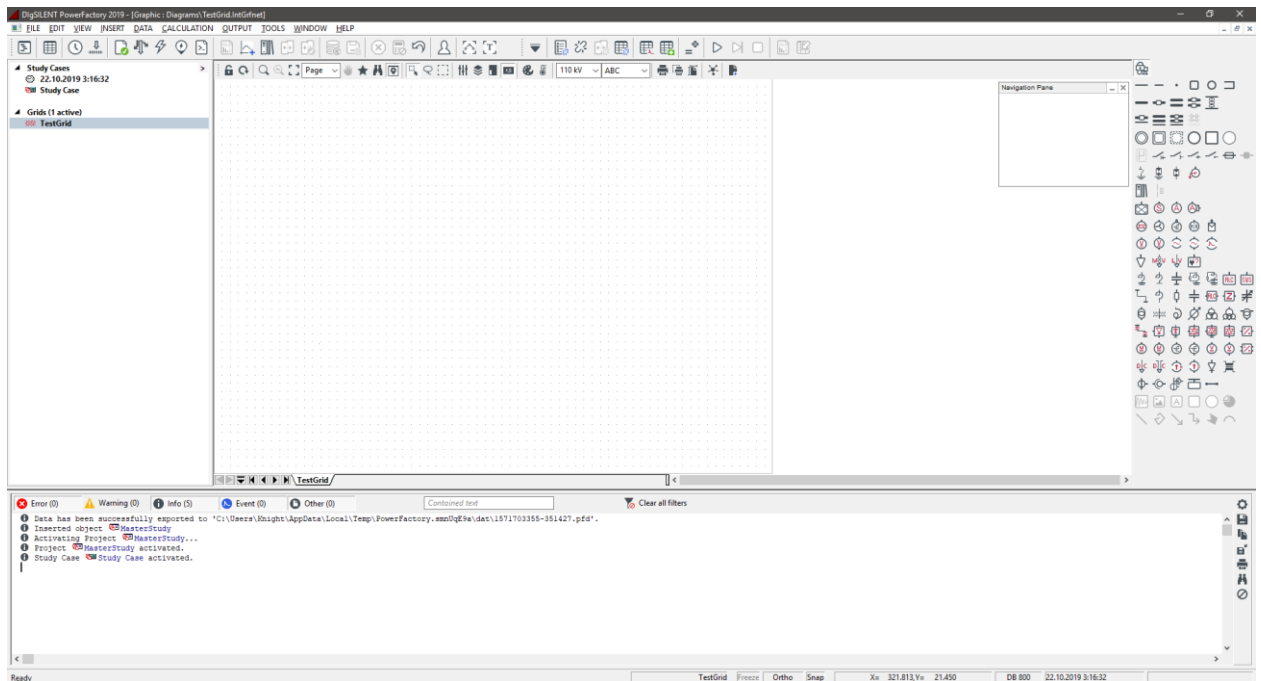


Рисунок 1.7 — Графічний інтерфейс користувача PowerFactory

Графічна схема енергосистеми створена як однолінійна схема мережі у центральній області інтерфейсу із прив'язкою до точок креслення.

Додавання нових елементів на схему відбувається шляхом вибору інструмента відповідно до типу обладнання, що додається, у правій області інтерфейсу та кліку на графічну область із прив'язкою до вузла на графіці. Після створення об'єкта користувач може редагувати властивості елемента, вказати інший заводський тип обладнання тощо, зробивши подвійний клік по елементу на графіці.

Для кожного елемента задано властивості відповідно до параметрів обладнання дослідної мережі, елементи збережені у інтегрованій базі даних у складі дослідного проекту та доступні для редагування через Менеджер даних.

Для кожної шини встановлено тип системи – система змінного струму, тип фаз – АВС, номінальна лінійна напруга – 110 кВ, для шини №4 – 10 кВ як показано на рисунку 1.9.

Рисунок 1.9 — Вікно властивостей шини

Для кожної лінії електропередачі введена довжина лінії, шини приєднання та присвоєний тип лінії відповідно параметрів таблиці 1.1, як показано на рисунку 1.10.

Resulting Values	
Rated Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	7,362693 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	59,5167 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	3,735 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	6,345 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	0,3333333
Earth Factor, Angle	180, deg

Рисунок 1.10 — Вікно властивостей ЛЕП

Для кожного типу проводу створений новий тип лінії та вказано погонний активний та реактивний опір, провідність, тип лінії – ЛЕП, номінальна напруга – 110 кВ, тип системи – система змінного струму, кількість фаз – 3 як показано на рисунку 1.11.

Рисунок 1.11 — Вікно властивостей типу ЛЕП для АС-120

Для трансформатора створено новий тип трансформатора, властивості котрого відповідають характеристикам типу ТДН-10000/110 відповідно до таблиці 1.2 як продемонстровано на рисунку 1.12.

Рисунок 1.12 — Вікно типу трансформатора для ТДН-10000/110

Для кожного вузлового навантаження вказаний стандартний тип навантаження, зазначені величини активної і реактивної складової навантаження, режим навантаження зазначений як P-Q, тобто навантаження вводиться активною та реактивною потужністю.

Налаштування введені для кожного вузла у вкладці «Усталений режим» відповідно до таблиці 1.3 як показано на рисунку 1.13.

General		Advanced	
Input Mode		P, Q	
Balanced/Unbalanced		Balanced	
Operating Point		Actual Values	
Active Power	6, MW	6, MW	
Reactive Power	4, Mvar	4, Mvar	
Voltage	1, p.u.		
Scaling Factor	1,		
<input checked="" type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling		Zone Scaling Factor:	1,

Рисунок 1.13 — Вікно властивостей вузлового навантаження

У вузлі 0 додано Зовнішню мережу як джерело енергії, що робить цей вузол балансуючим. Номінальна напруга базисного вузла встановлена на рівні 115 кВ, потужність системи необмежена.

Графіка мережі представлена у вигляді однолінійної схеми мережі із відповідним графічним представленням обладнання мережі, продемонстрована на рисунку 1.14.



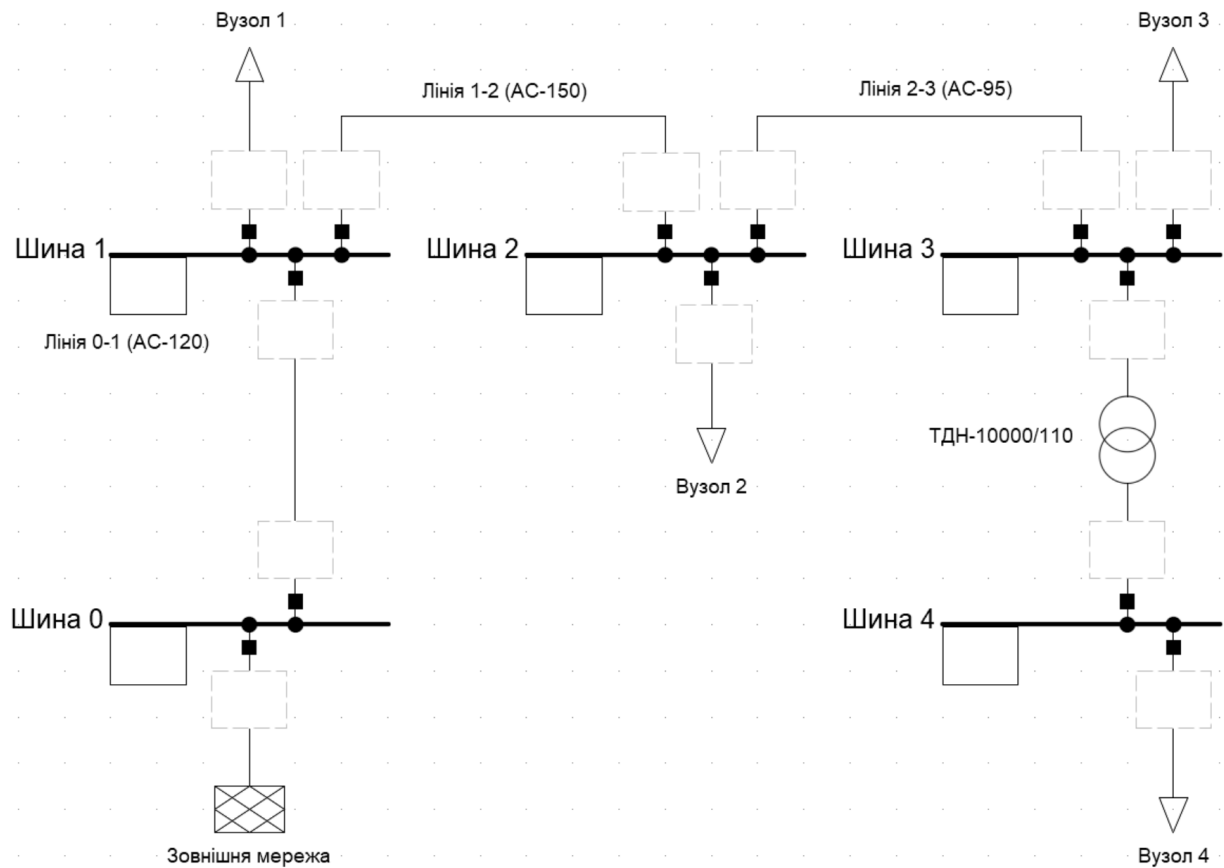


Рисунок 1.14 — Графіка дослідної мережі у PowerFactory

## Висновки

У першому розділі було визначено один із об'єктів дослідження – електроенергетична система класів напруги 110/35 кВ та описано її параметри, а саме параметри ліній електропередачі, силового понижувального трансформатора, вузлових навантажень.

В ході дослідження сформовано схему заміщення дослідної мережі, розраховано її початкові параметри та сформовано математичну модель на базі системи восьми нелінійних алгоритмічних рівнянь балансу потужності для кожного вузла, окрім опорного.

Створено розрахункову модель дослідної енергосистеми у ПК DlgSILENT “PowerFactory” із внесенням усіх характеристик до відповідних об'єктних елементів проекту. Розрахункова модель мережі відповідає дослідній мережі, властивості елементів відповідають параметрам обладнання, початкові умови розрахунку усталеного режиму виконано.

## 2 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЯК ПАРАМЕТРА УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ

### 2.1 Задача розрахунку усталеного режиму

Оскільки втрати електроенергії є одним із параметрів усталеного режиму у системі, задача розрахунку втрат полягає у розрахунку режиму у математичній моделі енергосистеми. Такий розрахунок повинен відбуватись для кожної години наступної доби, що вимагає проведення 24 ітерацій зміни параметрів системи та оперативного розрахунку усталеного режиму для кожної години.

Для розрахунку параметрів усталеного режиму застосовано метод Ньютона-Рафсона, оскільки швидкодія методу є оптимальною для виконання режимних задач та застосовується у сучасних ПК, в тому числі і в PowerFactory.

Метод Ньютона-Рафсона належить до групи сучасних ітераційних методів, які застосовуються для розв'язання систем нелінійних рівнянь усталеного режиму роботи електричної мережі. Він має відносно нескладний алгоритм обчислень та забезпечує швидко збіжність ітераційного процесу.

Суть методу полягає в послідовній заміні на кожній ітерації обчислень вихідної нелінійної системи рівнянь допоміжною лінійною системою, розв'язок якої дозволяє визначити чергові наближення невідомих величин (лінеаризація). Формування і розв'язання цієї лінеаризованої системи рівнянь виконується на кожній ітерації методу Ньютона-Рафсона:

$$Y \cdot \Delta U = -W$$

Вектор невідомих в ній  $\Delta U$  містить поправки до модулів та кутів вузлових напруг  $U_i$  і  $\theta_i$ , матрицею коефіцієнтів при невідомих  $Y$  є матриця Якобі, вектор вільних членів  $W$  містить нев'язки нелінійних рівнянь вихідної системи при чергових наближеннях невідомих напруг. Нев'язки рівнянь усталеного режиму відповідають небалансам активної і реактивної потужностей у вузлах мережі.

Для застосування методу вихідна система рівнянь усталеного режиму з комплексними складовими у формі балансу потужностей повинна бути перетворена – розділені дійсні та уявні її складові. При цьому кожне рівняння з комплексними складовими розпадається на два рівняння з дійсними складовими – рівняння балансу активної і реактивної потужностей у відповідному вузлі мережі, перетворення відбувається у полярних координатах. Отримана система рівнянь має розмірність  $2n$ , невідомими в ній є модулі та кути вузлових напруг  $U_i$  і  $\Theta_i$ .

## 2.2 Розрахунок усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона

Система із восьми нелінійних рівнянь усталеного режиму у формі балансу потужностей з дійсними складовими у полярних координатах сформована у розділі №1. Невідомими в ній є модулі та кути напруг у вузлах  $U_1, \Theta_1, U_2, \Theta_2, U_3, \Theta_3, U_4, \Theta_4$ .

### 2.2.1 Розрахунок вузлових напруг

Виконаємо прості перетворення рівнянь системи: перемножимо числові коефіцієнти, впорядкуємо знаки, переставимо рівняння балансу активних потужностей вузлів на початок системи і запишемо рівняння у формі нев'язок:

$$\omega_{p1} = 0,161 \cdot U_1^2 - U_1 \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \cos(\Theta_0 - \Theta_1) - 0,117 \cdot \sin(\Theta_0 - \Theta_1)) + U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1 - \Theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\Theta_1 - \Theta_2))] - 6 = 0$$

$$\omega_{p2} = 0,171 \cdot U_2^2 - U_2 \cdot [U_1 \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1 - \Theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\Theta_1 - \Theta_2)) + U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2 - \Theta_3) - 0,197 \cdot \sin(\Theta_2 - \Theta_3))] - 5 = 0$$

$$\omega_{p3} = 0,079 \cdot U_3^2 - U_3 \cdot [U_2 \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2 - \Theta_3) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_2 - \Theta_3)) + U_4 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\Theta_3 - \Theta_4) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_3 - \Theta_4))] - 2 = 0$$

$$\omega_{p4} = 3,791 \cdot 10^{-3} \cdot U_4^2 - U_4 \cdot [U_3 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\Theta_3 - \Theta_4) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_3 - \Theta_4))] - 3 = 0$$

$$\omega_{Q1} = -0,314 \cdot U_1^2 - U_1 \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \sin(\theta_0 - \theta_1) + 0,117 \cdot \cos(\theta_0 - \theta_1)) + U_2 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))] + 4 = 0$$

$$\omega_{Q2} = -0,305 \cdot U_2^2 - U_2 \cdot [U_1 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) + U_3 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))] + 3 = 0$$

$$\omega_{Q3} = -0,115 \cdot U_3^2 - U_3 \cdot [U_2 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,022 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) + U_4 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))] + 1,5 = 0$$

$$\omega_{Q4} = -0,067 \cdot U_4^2 - U_4 \cdot [U_3 \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))] + 2 = 0$$

Матриця Якобі для системи рівнянь складається із часткових похідних від усіх рівнянь системи по всім невідомим величинам. Кожний  $i$ -й рядок матриці містить похідні від одного  $i$ -го рівняння системи. Розмірність матриці Якобі відповідає кількості рівнянь в системі і кількості невідомих  $8 \times 8$ . Якщо вузли мережі не зв'язані між собою, то відповідні елементи матриці дорівнюють нулю. З урахуванням цього матриця Якобі має наступну структуру:

$$Я = \begin{pmatrix} \frac{d\omega_{p1}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{p1}}{d\theta_2} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{p1}}{dU_1} & \frac{d\omega_{p1}}{dU_2} & 0 & 0 \\ \frac{d\omega_{p2}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{p2}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{p2}}{d\theta_3} & 0 & \frac{d\omega_{p2}}{dU_1} & \frac{d\omega_{p2}}{dU_2} & \frac{d\omega_{p2}}{dU_3} & 0 \\ & & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_4} & 0 & \frac{d\omega_{p3}}{dU_2} & \frac{d\omega_{p3}}{dU_3} & \frac{d\omega_{p3}}{dU_4} \\ 0 & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{p4}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{p4}}{d\theta_4} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{p4}}{dU_3} & \frac{d\omega_{p4}}{dU_4} \\ 0 & 0 & & & & & & \\ \frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_2} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{Q1}}{dU_1} & \frac{d\omega_{Q1}}{dU_2} & 0 & 0 \\ \frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_3} & 0 & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_1} & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_2} & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_3} & 0 \\ 0 & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_4} & 0 & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_2} & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_3} & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_4} \\ 0 & & \frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_4} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{Q4}}{dU_3} & \frac{d\omega_{Q4}}{dU_4} \end{pmatrix}$$

Для визначення аналітичних виразів похідних у складі матриці Якобі виконано диференціювання рівнянь системи по невідомим величинам:

$$\frac{d\omega_{p1}}{d\theta_1} = -U_1 \cdot [13,455 \cdot \cos(\theta_1) + (-7,935 \cdot \sin(\theta_1))] + U_2 \cdot (-0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)) + (-0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))]$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{d\theta_2} = -U_1 \cdot U_2 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{dU_1} = -13,455 \cdot \sin(\theta_1) - 7,935 \cdot \cos(\theta_1) - U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)) + 0,322 \cdot U_1$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{dU_2} = -U_1 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_1} = -U_1 \cdot U_2 \cdot (-0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) - 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_2} = -U_2 \cdot [U_3 \cdot (-0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) + U_1 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2))]$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_3} = -U_2 \cdot U_3 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_1} = -U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) + -0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_2} = 0,342 \cdot U_2 - U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) - U_1 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) + -0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_3} = -U_2 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3))$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_2} = -U_2 \cdot U_3 \cdot (-0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_3} = -U_3 \cdot [U_4 \cdot (-0,001247 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) - 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4)) + U_2 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))]$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_4} = -U_3 \cdot U_4 \cdot (0,001247 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{dU_2} = -U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3))$$

$$\begin{aligned}
\frac{d\omega_{p3}}{dU_3} &= 0,158 \cdot U_3 - U_2 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) - 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) - U_4 \cdot \\
&\quad (0,001247 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) - 0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4)) \\
\frac{d\omega_{p4}}{d\theta_3} &= -U_4 \cdot (-0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) + -0,001247 \cdot U_3 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4)) \\
\frac{d\omega_{p4}}{dU_3} &= -0,001247 \cdot U_4 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) \\
\frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_1} &= -U_1 \cdot [-13,455 \cdot \sin(\theta_1) + (-7,935 \cdot \cos(\theta_1)) + U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \\
&\quad - \theta_2)) + (-0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))] \\
\frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_2} &= -U_1 \cdot U_2 \cdot (-0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)) \\
\frac{d\omega_{Q1}}{dU_1} &= -13,455 \cdot \cos(\theta_1) + 7,935 \cdot \sin(\theta_1) - U_2 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + \\
&\quad + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) - 0,322 \cdot U_1 \\
\frac{d\omega_{Q1}}{dU_2} &= -U_1 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) \\
\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_1} &= -U_1 \cdot U_2 \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) + -0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2)) \\
\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_2} &= -U_2 \cdot [U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) + -0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) + U_1 \cdot \\
&\quad (-0,092 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2))] \\
\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_3} &= -U_2 \cdot U_3 \cdot (-0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) \\
\frac{d\omega_{Q2}}{dU_1} &= -U_2 \cdot (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) \\
\frac{d\omega_{Q2}}{dU_2} &= 0,342 \cdot U_2 - U_3 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) - U_1 \cdot \\
&\quad (0,092 \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) + 0,197 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2)) \\
\frac{d\omega_{Q2}}{dU_3} &= -U_2 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) \\
\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_2} &= -U_2 \cdot U_3 \cdot (0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) + -0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3)) \\
\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_3} &= -U_3 \cdot [U_4 \cdot (0,001247 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) + -0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4)) + U_2 \cdot \\
&\quad (-0,079 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3))] \\
\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_4} &= -U_3 \cdot U_4 \cdot (-0,001247 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4))
\end{aligned}$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_2} = -U_3 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3))$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_3} = 0,158 \cdot U_3 - U_2 \cdot (0,079 \cdot \sin(\theta_2 - \theta_3) + 0,108 \cdot \cos(\theta_2 - \theta_3)) - \\ - U_4 \cdot (0,001247 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_4} = -U_3 \cdot (0,001247 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,022 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_3} = -U_4 \cdot (-0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + 0,001247 \cdot U_3 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_4} = -U_4 \cdot (0,022 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4) + -0,001247 \cdot U_3 \cdot \cos(\theta_3 - \theta_4))$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{dU_3} = -0,001247 \cdot U_4 \cdot \sin(\theta_3 - \theta_4)$$

Вектор поправок до невідомих напруг  $\Delta U$  включає поправки до кутів  $\Delta\theta_i$  та модулів  $\Delta U_i$  напруг. Вектори мають наступну структуру:

$$W = \begin{bmatrix} \omega_{p1} \\ \omega_{p2} \\ \omega_{p3} \\ \omega_{p4} \\ \omega_{Q1} \\ \omega_{Q2} \\ \omega_{Q3} \\ \omega_{Q4} \end{bmatrix}; \quad \Delta U = \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta\theta_4 \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \Delta U_4 \end{bmatrix}.$$

Система лінійних (лінеаризованих) рівнянь, що формується і розв'язується на кожній ітерації метода Ньютона-Рафсона, в матричній формі набуває наступного вигляду:

$$\begin{bmatrix}
\frac{d\omega_{p1}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{p1}}{d\theta_2} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{p1}}{dU_1} & \frac{d\omega_{p1}}{dU_2} & 0 & 0 \\
\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{p2}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{p2}}{d\theta_3} & 0 & \frac{d\omega_{p2}}{dU_1} & \frac{d\omega_{p2}}{dU_2} & \frac{d\omega_{p2}}{dU_3} & 0 \\
0 & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{p3}}{d\theta_4} & 0 & \frac{d\omega_{p3}}{dU_2} & \frac{d\omega_{p3}}{dU_3} & \frac{d\omega_{p3}}{dU_4} \\
0 & 0 & \frac{d\omega_{p4}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{p4}}{d\theta_4} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{p4}}{dU_3} & \frac{d\omega_{p4}}{dU_4} \\
\frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_2} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{Q1}}{dU_1} & \frac{d\omega_{Q1}}{dU_2} & 0 & 0 \\
\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_1} & \frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_3} & 0 & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_1} & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_2} & \frac{d\omega_{Q2}}{dU_3} & 0 \\
0 & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_2} & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_4} & 0 & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_2} & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_3} & \frac{d\omega_{Q3}}{dU_4} \\
0 & 0 & \frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_3} & \frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_4} & 0 & 0 & \frac{d\omega_{Q4}}{dU_3} & \frac{d\omega_{Q4}}{dU_4}
\end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta\theta_4 \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \Delta U_4 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \omega_{p1} \\ \omega_{p2} \\ \omega_{p3} \\ \omega_{p4} \\ \omega_{Q1} \\ \omega_{Q2} \\ \omega_{Q3} \\ \omega_{Q4} \end{bmatrix}.$$

Невідомими величинами в ній є елементи вектора поправок  $\Delta U$ .

Як початкові наближення напруг обрано їх номінальні значення у відповідних вузлах:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}, \theta_1^{(0)} = 0;$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ}, \theta_2^{(0)} = 0;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ}, \theta_3^{(0)} = 0;$$

$$U_4^{(0)} = 35 \text{ кВ}, \theta_4^{(0)} = 0;$$

Розрахунок виконано із точністю  $\varepsilon = 0,01$ . Розраховані нев'язки нульової ітерації при початкових наближеннях невідомих:

$$\begin{aligned}
\omega_{p1}^{(0)} &= 0,161 \cdot (U_1^{(0)})^2 - U_1^{(0)} \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \cos(\theta_0^{(0)} - \theta_1^{(0)}) - 0,117 \cdot \\
&\sin(\theta_0^{(0)} - \theta_1^{(0)})) + U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\theta_1^{(0)} - \theta_2^{(0)}) - 0,197 \cdot \sin(\theta_1^{(0)} - \\
&- \theta_2^{(0)}))] - 6 = -43,95
\end{aligned}$$



$$\omega_{p2}^{(0)} = 0,171 \cdot (U_2^{(0)})^2 - U_2^{(0)} \cdot [U_1^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) - 0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) + U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) - 0,197 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}))] - 5 = -5$$

$$\omega_{p3}^{(0)} = 0,079 \cdot (U_3^{(0)})^2 - U_3^{(0)} \cdot [U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) + U_4^{(0)} \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}))] - 2 = -6,801$$

$$\omega_{p4}^{(0)} = 3,791 \cdot 10^{-3} \cdot (U_4^{(0)})^2 - U_4^{(0)} \cdot [U_3^{(0)} \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}))] - 3 = -3,157$$

$$\omega_{q1}^{(0)} = -0,314 \cdot (U_1^{(0)})^2 - U_1^{(0)} \cdot [115 \cdot (0,069 \cdot \sin(\Theta_0^{(0)} - \Theta_1^{(0)}) + 0,117 \cdot \cos(\Theta_0^{(0)} - \Theta_1^{(0)})) + U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}))] + 4 = -7,659 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{q2}^{(0)} = -0,305 \cdot (U_2^{(0)})^2 - U_2^{(0)} \cdot [U_1^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) + U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}))] + 3 = -7,378 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{q3}^{(0)} = -0,115 \cdot (U_3^{(0)})^2 - U_3^{(0)} \cdot [U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) + U_4^{(0)} \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}))] + 1,5 = -2,781 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{q4}^{(0)} = -0,067 \cdot (U_4^{(0)})^2 - U_4^{(0)} \cdot [U_3^{(0)} \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}))] + 2 = -80,845$$

За результатами обчислень сформовано вектор нев'язок рівнянь при початкових наближеннях напруг:

$$W^{(0)} = \begin{bmatrix} \omega_{p1}^{(0)} \\ \omega_{p2}^{(0)} \\ \omega_{p3}^{(0)} \\ \omega_{p4}^{(0)} \\ \omega_{Q1}^{(0)} \\ \omega_{Q2}^{(0)} \\ \omega_{Q3}^{(0)} \\ \omega_{Q4}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -43,95 \\ -5 \\ -6,801 \\ -3,157 \\ -7,659 \times 10^{-3} \\ -7,378 \times 10^{-3} \\ -2,781 \times 10^{-3} \\ -80,845 \end{bmatrix}$$

Обчислені значення елементів матриці Якобі при початкових наближеннях напруг  $U_i^{(0)}$ ,  $\Theta_i^{(0)}$ . Для цього відповідні значення підставлені в аналітичні вирази похідних:

$$\frac{d\omega_{p1}}{d\theta_1} = -U_1^{(0)} \cdot [13,455 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)}) + (-7,935 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)}))] + U_2 \cdot (-0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) + (-0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}))] = 903,65$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{d\theta_2} = -U_1^{(0)} \cdot U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -2,384 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{dU_1} = -13,455 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)}) + -7,935 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)}) - U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) + 0,322 \cdot U_1^{(0)} = 17,365$$

$$\frac{d\omega_{p1}}{dU_2} = -U_1^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -10,12$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_1} = -U_1^{(0)} \cdot U_2^{(0)} \cdot (-0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = 2,384 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_2} = -U_2^{(0)} \cdot [U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) \pm 0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) + U_1 \cdot (-0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}))] = -1,077 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{d\theta_3} = -U_2^{(0)} \cdot U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -1,307 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_1} = -U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -10,12$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_2} = 0,342 \cdot U_2^{(0)} - U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + -0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) - U_1 \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = 18,81$$

$$\frac{d\omega_{p2}}{dU_3} = -U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + -0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -8,69$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_2} = -U_2^{(0)} \cdot U_3^{(0)} \cdot (-0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + -0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = 1,307 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_3} = -U_3^{(0)} \cdot [U_4^{(0)} \cdot (-0,001247 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + -0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) + U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}))] = -1,222 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{d\theta_4} = -U_3^{(0)} \cdot U_4^{(0)} \cdot (0,001247 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -84,7$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{dU_2} = -U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) - 0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -8,69$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{dU_3} = 0,158 \cdot U_3^{(0)} - U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) - 0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) - U_4 \cdot (0,001247 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = 8,646$$

$$\frac{d\omega_{p3}}{dU_4} = -U_3^{(0)} \cdot (0,001247 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + -0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -0,137$$

$$\frac{d\omega_{p4}}{d\theta_3} = -U_4^{(0)} \cdot (-0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,001247 \cdot U_3^{(0)} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = 0,77$$

$$\frac{d\omega_{p4}}{d\theta_4} = -U_4^{(0)} \cdot (-0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,001247 \cdot U_3^{(0)} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -0,77$$

$$\frac{d\omega_{p4}}{dU_3} = -0,001247 \cdot U_4^{(0)} \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) = -0,044$$

$$\frac{d\omega_{p4}}{dU_4} = 0,0076 \cdot U_4^{(0)} + 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,001247 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) = 0,128$$

$$\frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_1} = -U_1^{(0)} \cdot [-13,455 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)}) + (-7,935 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)})) + U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) + (-0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}))] = -240,35$$

$$\frac{d\omega_{Q1}}{d\theta_2} = -U_1^{(0)} \cdot U_2^{(0)} \cdot (-0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = 1,113 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{Q1}}{dU_1} = -13,455 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)}) + 7,935 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)}) - U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) - 0,628 \cdot U_1^{(0)} = -104,205$$

$$\frac{d\omega_{Q1}}{dU_2} = -U_1^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -21,67$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_1} = -U_1^{(0)} \cdot U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + -0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -1,113 \times 10^3$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_2} = -U_2^{(0)} \cdot [U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + -0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) + U_1 \cdot (-0,092 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}))] = 157,3$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{d\theta_3} = -U_2^{(0)} \cdot U_3^{(0)} \cdot (-0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = 955,9$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{dU_1} = -U_2^{(0)} \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -21,67$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{dU_2} = -0,61 \cdot U_2^{(0)} - U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) - U_1 \cdot (0,092 \cdot \sin(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)}) + 0,197 \cdot \cos(\Theta_1^{(0)} - \Theta_2^{(0)})) = -100,65$$

$$\frac{d\omega_{Q2}}{dU_3} = -U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -11,88$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_2} = -U_2^{(0)} \cdot U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + -0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -955,9$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_3} = -U_3^{(0)} \cdot [U_4^{(0)} \cdot (0,001247 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) \pm 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) + U_2 \cdot (-0,079 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}))] = 951,099$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{d\theta_4} = -U_3^{(0)} \cdot U_4^{(0)} \cdot (-0,001247 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = 4,801$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_2} = -U_3^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) = -11,88$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_3} = -0,46 \cdot U_3^{(0)} - U_2^{(0)} \cdot (0,079 \cdot \sin(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)}) + 0,108 \cdot \cos(\Theta_2^{(0)} - \Theta_3^{(0)})) - U_4^{(0)} \cdot (0,001247 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -63,25$$

$$\frac{d\omega_{Q3}}{dU_4} = -U_3^{(0)} \cdot (0,001247 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -2,42$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_3} = -U_4^{(0)} \cdot (-0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + 0,001247 \cdot U_3^{(0)} \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = -4,801$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{d\theta_4} = -U_4^{(0)} \cdot (0,022 \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) + -0,001247 \cdot U_3^{(0)} \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)})) = 4,801$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{dU_3} = -0,001247 \cdot U_4^{(0)} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) \cong 0$$

$$\frac{d\omega_{Q4}}{dU_4} = -0,022 \cdot \cos(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) - 0,268 \cdot U_4^{(0)} + -0,001247 \cdot U_3^{(0)} \cdot \sin(\Theta_3^{(0)} - \Theta_4^{(0)}) = -9,402$$

Сформовано матрицю Якобі при початкових наближеннях невідомих та відповідну систему лінеаризованих рівнянь у матричній формі:

$$\begin{bmatrix} 903,65 & -2,384 \times 10^3 & 0 & 0 & 17,365 & -10,12 & 0 & 0 \\ 2,384 \times 10^3 & -1,077 \times 10^3 & -1,307 \times 10^3 & 0 & -10,12 & 18,81 & -8,69 & 0 \\ 0 & 1,307 \times 10^3 & -1,222 \times 10^3 & -84,7 & 0 & -8,69 & 8,646 & -0,137 \\ 0 & 0 & 0,77 & -0,77 & 0 & 0 & -0,044 & 0,128 \\ -240,35 & 1,113 \times 10^3 & 0 & 0 & -104,205 & -21,67 & 0 & 0 \\ -1,113 \times 10^3 & 157,3 & 955,9 & 0 & -21,67 & -100,65 & -11,88 & 0 \\ 0 & -955,9 & 951,099 & 4,801 & 0 & -11,88 & -63,25 & -2,42 \\ 0 & 0 & -4,801 & 4,801 & 0 & 0 & 0 & -9,402 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\theta_1^{(0)} \\ \Delta\theta_2^{(0)} \\ \Delta\theta_3^{(0)} \\ \Delta\theta_4^{(0)} \\ \Delta U_1^{(0)} \\ \Delta U_2^{(0)} \\ \Delta U_3^{(0)} \\ \Delta U_4^{(0)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -43,95 \\ -5 \\ -6,801 \\ -3,157 \\ -7,659 \times 10^3 \\ -7,378 \times 10^3 \\ -2,781 \times 10^3 \\ -80,845 \end{bmatrix}$$

Розв'язання системи рівнянь виконано з використанням спеціального програмного засобу для автоматизації розрахунку. В результаті розв'язання системи рівнянь визначені поправки до модулів та кутів невідомих напруг:

$$\Delta^{(0)} = \begin{bmatrix} \Delta\theta_1^{(0)} \\ \Delta\theta_2^{(0)} \\ \Delta\theta_3^{(0)} \\ \Delta\theta_4^{(0)} \\ \Delta U_1^{(0)} \\ \Delta U_2^{(0)} \\ \Delta U_3^{(0)} \\ \Delta U_4^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,231 \\ -0,263 \\ -0,32 \\ -149,245 \\ 112,883 \\ 112,587 \\ 112,16 \\ 36,648 \end{bmatrix}$$

Результати поточної ітерації не задовольняють вимоги щодо точності, оскільки нев'язки рівнянь перевищують вказану точність:

$$W^{(0)} = \begin{bmatrix} \omega_{p1}^{(0)} \\ \omega_{p2}^{(0)} \\ \omega_{p3}^{(0)} \\ \omega_{p4}^{(0)} \\ \omega_{q1}^{(0)} \\ \omega_{q2}^{(0)} \\ \omega_{q3}^{(0)} \\ \omega_{q4}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,6433 \\ -0,3176 \\ 2,0801 \\ -0,1171 \\ -4,0248 \\ 0,0052 \\ -3,6034 \\ 0,6976 \end{bmatrix} > \varepsilon$$

Значення нев'язків значно перевищують задану точність  $\varepsilon = 0,01$ . Необхідно виконати наступні ітерації, доки не виконається умова точності. Результати наступних ітерацій наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати ітераційного розрахунку СЛАР

Ітерація	0	1	2	3
$\theta_1$	0	-0,231	-2,279	-0,287
$\theta_2$	0	-0,263	-0,384	-0,39
$\theta_3$	0	-0,32	-0,472	-0,476
$\theta_4$	0	-149,245	-151,16	-151,17
$U_1$	110	112,883	113,744	113,75
$U_2$	110	112,587	113,281	113,29
$U_3$	110	112,16	112,921	112,93
$U_4$	35	36,648	37,003	37,01
$\omega_{p1}$	-43,95	2,6433	0,0215	0,0061
$\omega_{p2}$	-5	-0,3176	-0,0118	-0,0009
$\omega_{p3}$	-6,801	2,0801	0,0984	0,0042
$\omega_{p4}$	-3,157	-0,1171	0,0732	-0,0010
$\omega_{q1}$	-7659	-4,0248	0,0591	-0,0076

Продовження таблиці 2.1

$\omega_{Q2}$	-7378	0,0052	0,0024	-0,0003
$\omega_{Q3}$	-2781	-3,6034	-0,0892	-0,0066
$\omega_{Q4}$	-80,845	0,6976	0,0292	-0,0045

Умови завершення ітераційного процесу виконуються. Значення напруг вузлів  $U_i^{(3)}$ ,  $\theta_i^{(3)}$ , обчислені на останній ітерації, є розв'язком системи рівнянь усталеного режиму із заданою точністю.

Таким чином, розв'язком заданої системи нелінійних рівнянь усталеного режиму методом Ньютона-Рафсона з точністю  $\varepsilon = 0,01$  є такі значення напруг у вузлах мережі:

$$U_1 = 113,75 \text{ кВ}; \theta_1 = -0,287;$$

$$U_2 = 113,29 \text{ кВ}; \theta_2 = -0,39;$$

$$U_3 = 112,93 \text{ кВ}; \theta_3 = -0,476;$$

$$U_4 = 37,01 \text{ кВ}; \theta_4 = -151,17;$$

Головним результатом розв'язання системи рівнянь усталеного режиму роботи електричної мережі є значення напруг у її вузлах. Для повної характеристики режиму роботи електричної мережі необхідно обчислити значення ще ряду його параметрів.

### 2.2.2 Розрахунок струмів у ділянках та вузлах мережі

При відомих напругах у вузлах мережі і параметрах її ділянок струм в кожній ділянці визначається за формулою:

$$I_{ij} = (U_i - U_j) \cdot Y_{ij}, \quad (2.1)$$

де  $U_i, U_j$  – вузлові напруги початку/кінця ділянки,  $Y_{ij}$  – повздовжня провідність. Отримані наступні значення струму у ділянках ЛЕП:

$$I_{01} = (U_0 - U_1) \cdot Y_{01} = [115 - (113,75 - j0,57)] \cdot (0,069 - j0,117) = 0,076 - j0,053 \text{ кА}$$



$$I_{12} = (U_1 - U_2) \cdot Y_{12} = [113,75 - j0,57 - (113,29 - j0,77)] \cdot (0,092 - j0,197) = 0,041 - j0,036 \text{ кА}$$

$$I_{23} = (U_2 - U_3) \cdot Y_{23} = [113,29 - j0,77 - (112,93 - j0,94)] \cdot (0,079 - j0,108) = 0,023 - j0,013 \text{ кА}$$

Струм на сторонах ВН та НН трансформаторної ділянки (початок ділянки) дорівнює відповідно:

$$I_{34ВН} = (U_3 - K_T \cdot U_4) \cdot Y_{34} = [112,93 - j0,94 - 3,04 \cdot (32,42 - j17,85)] \cdot (1,247 \cdot 10^{-3} - j0,022) = 0,021 - j0,003 \text{ кА}$$

$$I_{34НН} = U_{34ВН} \cdot K_T = (0,021 - j0,003) \cdot 3,04 = 0,064 - j0,009 \text{ кА}$$

Якщо у вузлі задана потужність  $\bar{S}_i$ , то струм у вузлі можна визначити за наступною формулою (2.2):

$$I_i = \frac{\bar{S}_i}{\bar{U}_i} \quad (2.2)$$

Визначимо струми навантаження у вузлах по заданій потужності та визначеним напругам:

$$I_1 = \frac{\bar{S}_1}{\bar{U}_1} = \frac{6+j4}{113,75-j0,57} = 0,026 - j0,018 \text{ кА}$$

$$I_2 = \frac{\bar{S}_2}{\bar{U}_2} = \frac{5+j3}{113,29-j0,77} = 0,022 - j0,013 \text{ кА}$$

$$I_3 = \frac{\bar{S}_3}{\bar{U}_3} = \frac{2+j1,5}{112,93-j0,94} = 8,799 \cdot 10^{-3} - j6,715 \cdot 10^{-3} \text{ кА}$$

$$I_4 = \frac{\bar{S}_4}{\bar{U}_4} = \frac{3+j2}{32,42-j17,85} = 0,065 - j0,01 \text{ кА}$$

Обчислені значення струмів в елементах електричної мережі визначають струморозподіл в ній. У кожному вузлі мережі повинні виконуватись умови балансу струмів:

$$\sum_j I_{ij} + I_i \approx 0 \quad (2.3)$$

Тут  $j$  – номери вузлів мережі, які безпосередньо зв'язані з  $i$ -м відповідними ділянками. При цьому необхідно враховувати напрямок протікання струму в ділянці – від вузла чи до вузла. Для трансформаторних ділянок треба враховувати, якою стороною - ВН чи НН вона підключена до вузла  $i$ . Проведено розрахунок балансу струмів:

$$\text{Вузол 1: } I_{01} - I_1 - I_{12} = 0,076 - j0,053 - (0,026 - j0,018) - (0,041 - j0,036) = 0,0009 + j0,00001 \approx 0$$

$$\text{Вузол 2: } I_{12} - I_2 - I_{23} = 0,041 - j0,036 - (0,022 - j0,013) - (0,023 - j0,013) = -0,0004 + j0,0 \approx 0$$

$$\text{Вузол 3: } I_{23} - I_3 - I_{34BH} = 0,023 - j0,013 - (8,799 \cdot 10^{-3} - j6,715 \cdot 10^{-3}) - (0,021 - j0,003) = 0,0009 + j0,00001 \approx 0$$

$$\text{Вузол 4: } I_{34HH} - I_4 = 0,064 - j0,009 - (0,065 - j0,01) = -0,001 - j0,0001 \approx 0$$

### 2.2.3 Розрахунок потоків потужності у ділянках та вузлах мережі

Потік потужності в різних точках ділянки електричної мережі має різні значення. При аналізі режимів обчислюють зазвичай потужності на початку і в кінці ділянки:

$$S_{ij(i)} = U_i \cdot I_{ij}; \quad S_{ij(j)} = U_j \cdot I_{ij}, \quad (2.4, 2.5)$$

де  $U_i, U_j$  – напруги у вузлах початку і кінця ділянки,  $I_{ij}$  – спряжений комплекс струму у ділянці. Відрізняються ці потужності на величину втрат потужності у ділянці. Отримані наступні значення потоків потужності:

$$S_{01(0)} = U_0 \cdot I_{01} = 115 \cdot (0,076 - j0,053) = 16,794 + j11,148 \text{ МВА}$$

$$S_{01(1)} = U_1 \cdot I_{01} = (113,75 - j0,57) \cdot (0,076 - j0,053) = 16,729 + j11,048 \text{ МВА}$$

$$S_{12(1)} = U_1 \cdot I_{12} = (113,75 - j0,57) \cdot (0,041 - j0,036) = 10,668 + j6,884 \text{ МВА}$$

$$S_{12(2)} = U_2 \cdot I_{12} = (113,29 - j0,77) \cdot (0,041 - j0,036) = 10,657 + j6,859 \text{ МВА}$$

$$S_{23(2)} = U_2 \cdot I_{23} = (113,29 - j0,77) \cdot (0,023 - j0,013) = 5,661 + j3,724 \text{ МВА}$$

$$S_{23(3)} = U_3 \cdot I_{23} = (112,93 - j0,94) \cdot (0,023 - j0,013) = 5,655 + j3,715 \text{ МВА}$$

$$S_{34(3)} = U_3 \cdot I_{34BH} = (112,93 - j0,94) \cdot (0,021 - j0,003) = 3,374 + j2,319 \text{ МВА}$$

$$S_{34(4)} = U_4 \cdot I_{34\text{HH}} = (32,42 - j17,85) \cdot (0,064 - j0,009) = 3,734 + j2,278 \text{ МВА}$$

Потужності у вузлі повинні відповідати умовам балансу потужностей:

$$\sum_j S_{ij(i)} + S_i \approx 0 \quad (2.6)$$

де  $j$  – номери вузлів мережі, які безпосередньо зв'язані з  $i$ -м,  $S_{ij(i)}$  – задана потужність у вузлі. При цьому необхідно враховувати напрямок протікання потужності в ділянці – від вузла чи до вузла, і точку ділянки, в якій визначений потік потужності (початок, кінець тощо). Отримані наступні значення балансу потужностей:

$$\text{Вузол 1: } S_{01(1)} - S_1 - S_{12(1)} = 16,729 + j11,048 - (6 + j4) - (10,668 + j6,884) = 0,061 + j0,016 \text{ МВА}$$

$$\text{Вузол 2: } S_{12(2)} - S_2 - S_{23(2)} = 10,657 + j6,859 - (5 + j3) - (5,661 + j3,724) = 0,004 + j0,014 \text{ МВА}$$

$$\text{Вузол 3: } S_{23(3)} - S_3 - S_{34(3)} = 5,655 + j3,715 - (2 + j1,5) - (3,734 + j2,278) = -0,079 - j0,063 \text{ МВА}$$

$$\text{Вузол 4: } S_{34(4)} - S_4 = 3,734 + j2,278 - (3 + j2) = 0,734 - j0,278 \text{ МВА}$$

Незбіжності балансу потужності у межах норми, окрім вузла 4. Це відхилення аргументується втратами у поперечних елементах, таких як осердя силового трансформатора, що не враховано у даному балансі.

#### 2.2.4 Розрахунок втрат потужності у мережі

Для визначення втрат потужності у ділянках мережі застосовано наступну формулу:

$$S_{ij} = S_{ij(i)} - S_{ij(j)} \quad (2.7)$$

де  $S_{ij(i)}$ ,  $S_{ij(j)}$  - потоки потужності на початку та в кінці ділянки  $i$ - $j$ . Отримано наступні значення втрат потужності у ділянках мережі:

$$S_{01} = S_{01(0)} - S_{01(1)} = 16,794 + j11,148 - (16,729 + j11,048) = 0,065 + j0,1 \text{ МВА}$$

$$S_{12} = S_{12(1)} - S_{12(2)} = 10,668 + j6,884 - (10,657 + j6,859) = 0,011 + j0,025 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = S_{23(2)} - S_{23(3)} = 5,661 + j3,724 - (5,655 + j3,715) = 0,006 + j0,009 \text{ МВА}$$

$$S_{34} = S_{34(3)} - S_{34(4)} = 3,734 + j2,278 - (3,374 + j2,319) = 0,4 + j0,05 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності у електричній мережі визначаються як сума втрат у всіх ділянках мережі:

$$S_{\Sigma} = S_{01} + S_{12} + S_{23} + S_{34} = 0,065 + j0,1 + 0,011 + j0,025 + 0,006 + j0,009 + 0,4 + j0,05 = 0,173 + j0,482 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку параметрів усталеного режиму дослідної енергосистеми зведені до таблиці 2.2 та таблиці 2.3 для параметрів вузлів та ділянок відповідно.

Таблиця 2.2 – Вузлові параметри усталеного режиму дослідної мережі

Номер вузла	1	2	3	4
Модуль напруги, кВ	113,75	113,29	112,93	37,01
Кут напруги, град	-0,287	-0,39	-0,476	-151,17
Струм навантаж, кА	0,032	0,026	0,011	0,049

Таблиця 2.3 – Параметри усталеного режиму ділянок дослідної мережі

Номер ділянки	0 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4
Модуль струму, кА	0,093	0,055	0,027	0,021/0,064
Перетік акт. потужності, МВт	16,794	10,668	5,661	3,374
Перетік реакт. потужності, МВАр	11,148	6,884	3,724	2,278

Отримані результати ручного розрахунку усталеного режиму дослідної енергосистеми методом Ньютона-Рафсона демонструють алгоритм та реалізацію аналогічного розрахунку у ПК PowerFactory, та водночас дозволяють верифікувати результати розрахунку у комплексі.

### 2.3 Розрахунок усталеного режиму у DlgSILENT “PowerFactory”

Для розрахунку усталеного режиму дослідної енергосистеми використано розрахункову модель PowerFactory, що розроблена у Розділі 1. Для виконання розрахунку усталеного режиму використано інтегрований модуль «Load Flow Calculation» як продемонстровано на рисунку 2.1.

The image shows a software dialog box for 'Load Flow Calculation' in PowerFactory. On the left is a sidebar with 'Basic Options' highlighted. The main area contains several sections: 'Calculation Method' with three radio buttons (the first is selected), 'Active Power Regulation' with two checkboxes, 'Voltage and Reactive Power Regulation' with three checkboxes, 'Temperature Dependency: Line/Cable Resistances' with two radio buttons (the first is selected), and 'Load Options' with two checkboxes. On the right side of the dialog are three buttons: 'Execute', 'Close', and 'Cancel'.

Рисунок 2.1 — Розрахунок усталеного режиму у PowerFactory

Для розрахунку усталеного режиму у PowerFactory застосовуються дві форми вузлових рівнянь: рівняння балансу струму та балансу потужності. Обидві форми є нелінійними, тож для їх розв’язку використовується нелінійний вирішувач за методом Ньютона-Рафсона ітеративним шляхом.

Результати розрахунку усталеного режиму завершено за 3 ітерації методу Ньютона-Рафсона нанесені на графіку однолінійної схеми розрахункової моделі у PowerFactory як показано на рисунку 2.2.

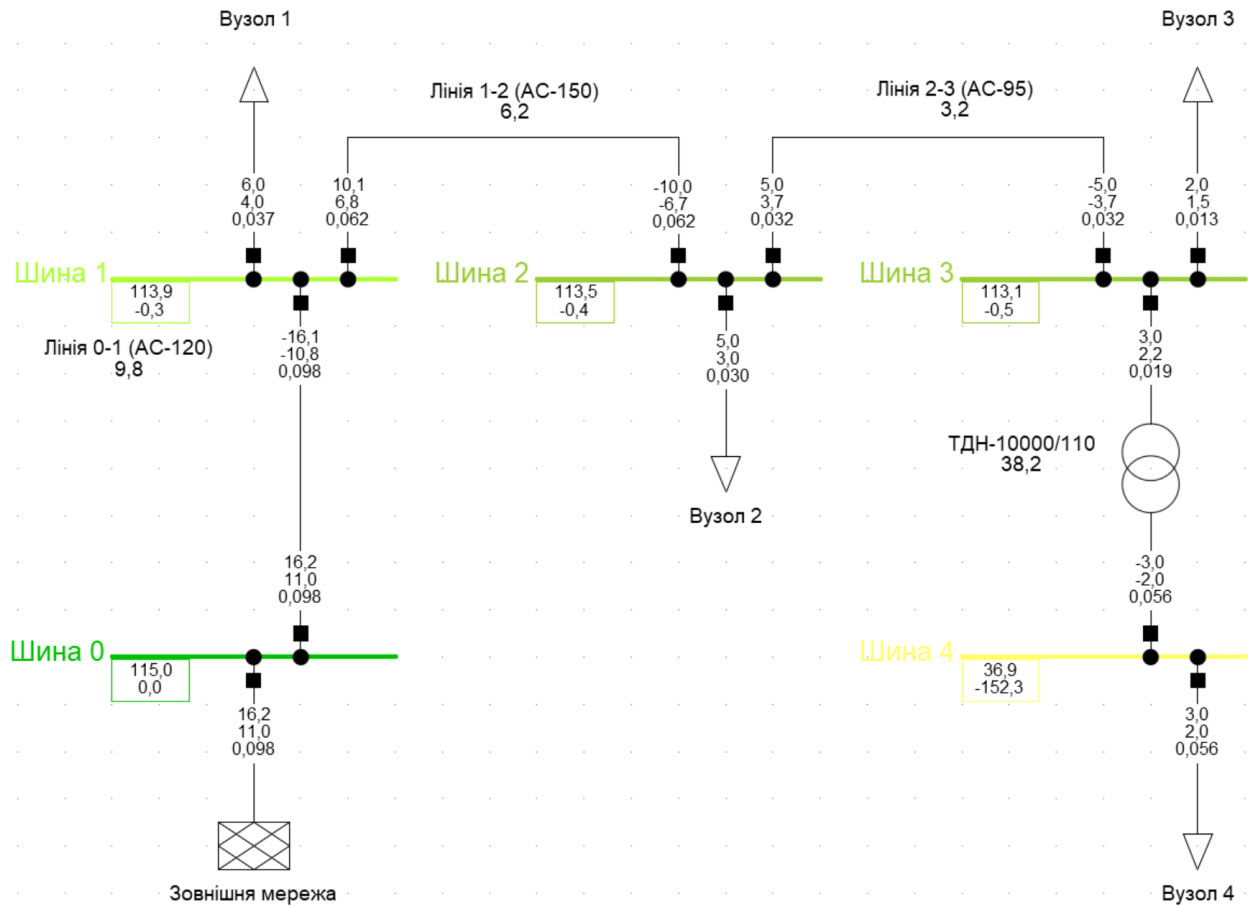


Рисунок 2.2 — Результати розрахунку усталеного режиму

Режимні параметри як результат розрахунку усталеного режиму наведені у таблиці 2.4 та таблиці 2.5 для параметрів вузлів та з'єднань відповідно.

Таблиця 2.4 – Вузлові параметри усталеного режиму (PowerFactory)

Номер вузла	1	2	3	4
Модуль напруги, кВ	113,9	113,5	113,1	36,9
Кут напруги, град	-0,3	-0,4	-0,5	-152,3
Струм навантаж, кА	0,037	0,03	0,013	0,056

Таблиця 2.5 – Параметри усталеного режиму ділянок (PowerFactory)

Ділянка лінії	0 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4
Модуль струму, кА	0,098	0,062	0,032	0,019/0,056
Перетік акт. потужності, МВт	16,2	10,1	5,0	3,0
Перетік реакт. потужності, МВАр	11,0	6,8	3,7	2,2

## **Висновки**

У другому розділі виконано розрахунок усталеного режиму дослідної енергосистеми за методом Ньютона-Рафсона, оскільки даний метод є оптимальним для електроенергетичної задачі розв'язку CHAP.

Отримані результати розрахунку режимних напруг, струмів, потоків та втрат потужності відповідають аналогічному розрахунку, проведеному у програмному комплексі DlgSILENT “PowerFactory”, де також застосований метод Ньютона-Рафсона, обидва розрахунки зійшлися за 3 ітерації.

Таким чином, результати програмного комплексу верифіковані ручним розрахунком, що дозволяє застосовувати даний програмний комплекс у задачі розрахунку втрат електроенергії на базі моделі енергосистеми.

## 3 ОПИС ІНФОРМАЦІЙНОЇ АРХІТЕКТУРИ ТА ПРОГРАМНОГО РІШЕННЯ

### 3.1 Вимоги щодо системи розрахунку прогнозованих втрат

Оскільки нова модель енергоринку України передбачає кластер ринку електроенергії на добу наперед, це створює необхідність у своєчасному формуванні ціни на електроенергію, що у свою чергу потребує точного прогнозування втрат енергії у енергосистемі для врахування їх вартості у ціновій моделі. Прогнозовані втрати потребують точного розрахунку для кожної години наступної доби на актуальній моделі ОЕС України із врахуванням ряду параметрів.

Втрати електроенергії (МВт\*год) мають бути обчислені для кожної години доби як сумарні втрати активної потужності (МВт) у основному обладнанні магістральної мережі ОЕС України помножені на 1 год.

Для формування вимог щодо програмного забезпечення застосовано актуальну FURPS+ модель класифікації вимог до комп'ютерних систем, що була розроблена компанією Hewlett-Packard. Дана модель передбачає п'ять атрибутів якості або ж критеріїв вимог до програмного забезпечення. Нижче наведені вимоги до програмного забезпечення, що розробляється:

*a) Functionality (функціональні вимоги):*

- 1) файлове введення детальної топологічної розрахункової моделі та імпорт у PowerFactory API;
- 2) файлове введення погодинного плану-графіка генерації активної потужності кожним із блоків електростанцій із валідацією та імпортом до розрахункової моделі у PowerFactory API;
- 3) файлове введення погодинних планів ремонтів основного мережевого обладнання із валідацією та імпортом до розрахункової моделі у PowerFactory API;
- 4) файлове введення погодинного прогнозу погоди на наступну добу (паморозь, ясна погода, дощ, тощо) для різних годин та



регіонів/районів ОЕС України із валідацією та імпортом до розрахункової моделі у PowerFactory API;

- 5) розрахунок втрат у повітряних лініях (ПЛ) електропередачі (для міждержавних ПЛ втрати мають враховуватися на ділянці, що належить Україні);
- 6) розрахунок втрат у автотрансформаторах, використовуючи їх заступні схеми із врахуванням втрат від струмів навантаження та струмів холостого ходу;
- 7) розрахунок втрат у шунтувальних реакторах, використовуючи їх заступні схеми із врахуванням втрат від струмів навантаження та струмів холостого ходу;
- 8) балансування всіма навантаженнями моделі при розрахунку усталеного режиму;
- 9) перевірка відсутності перевантаження чи відхилення напруги при розрахунку усталеного режиму;
- 10) побудова погодинних графіків прогнозованих втрат на наступну добу як часової залежності масиву даних втрат із кроком деталізації 1 год.

*b) Usability (вимоги до зручності використання):*

- 1) введення даних автентифікації до PowerFactory через форму входу за іменем користувача та паролем;
- 2) верифікація актуальної версії PowerFactory на локальній машині шляхом первинного підключення та виведення контрольних даних для користувача (версія/розташування);
- 3) запуск PowerFactory у фоновому режимі шляхом підключення до PowerFactory API та виведення відповідної статус-інформації;
- 4) діалоговий інтерфейс користувача для вибору актуальної розрахункової моделі у діючому користувачі PowerFactory або імпорт зовнішньої розрахункової моделі;

- 5) діалоговий інтерфейс користувача для файлового введення режимної інформації: масивів даних погодинної планової генерації активної потужності по блокам, малої генерації ТЕЦ та інших по вузлам мережі, графік ремонтів обладнання та положення ТПР/РПН АТ 750 кВ на наступну добу, трансграничних перетоків;
  - 6) діалоговий інтерфейс користувача для файлового введення інформації щодо прогнозу погоди на наступну добу: масивів даних погодинного прогнозу погоди (паморозь, ясна погода, дощ, тощо) для різних регіонів/районів ОЕС України;
  - 7) вікно логування подій у PowerFactory із виведенням результатів дій, таких як імпорт моделі, активування моделі, розрахунок усталеного режиму, збіжність розрахунку, результат експорту отриманих розрахункових результатів;
  - 8) діалоговий інтерфейс користувача для файлового виведення результатів розрахунку погодинних втрат у обраному файловому форматі (CSV, XLS);
  - 9) вікно критичної помилки для кожної критичної помилки, такої як: відсутність підключення до PowerFactory API, неправильні дані автентифікації, невірний ключ блоку генерації у при введенні із файлу генерації, незбіжність режиму при розрахунку УР, відсутність доступу до файлу для виводу результатів тощо;
  - 10) вікно попередження для кожного ситуативного відхилення, такого як: перевантаження обладнання енергосистеми при розрахунку усталеного режиму, недопустимі відхилення напруги, аварійне вимкнення обладнання, спрацювання захисту тощо.
- c) *Reliability (вимоги до надійності/достовірності):*
- 1) дозволяється не враховувати втрати в ТПР, вирівнюючій арматурі ПЛ, ВЧ-загороджувачах, роз'єднувачах та вимикачах, трансформаторах струму та напруги;

- 2) дозволяється використовувати фіктивне навантаження по обох кінцях ПЛ за довідковими даними, враховуючи при цьому залежність від напруги, для врахування втрат на «корону»;
- 3) допускається не враховувати залежність активного опору від струму навантаження та від температури оточуючого повітря;
- 4) моделі генераторів електростанцій ОЕС України мають враховувати характеристики щодо спроможності генерування активної та реактивної потужності;
- 5) математична модель ОЕС України повинна містити весь необхідний обсяг електричних параметрів мережі та бути верифікованою для проведення актуальних розрахунків;
- 6) програмний комплекс повинен видавати ідентичний результат при ідентичних вхідних даних та з використанням ідентичної версії PowerFactory у ідентичній конфігурації на кожній обчислювальній машині;

*d) Performance (вимоги до швидкодії):*

- 1) програмний комплекс повинен виконувати 24 розрахунки усталеного режиму для обраної розрахункової моделі ОЕС України;
- 2) розрахунок повинен відбуватись у окремому потоці, що не блокуватиме основний потік, що відповідає за графічний інтерфейс;
- 3) час відклику для будь-якої користувацької операції (клік тощо) не повинен перевищувати 1 секунди для мінімальної конфігурації;
- 4) час відклику для будь-якої внутрішньої розрахункової операції (без врахування часу очікування результату PowerFactory API) не повинен перевищувати 3 секунди для мінімальної конфігурації;

*e) Supportability (вимоги до підтримки):*

- 1) програмний комплекс повинен використовуватись на ОС Windows версії не нижче 10, з можливістю його роботи в середовищі Windows 10 та Microsoft Office 2013. При цьому підтримка комплексу повинна

забезпечувати його роботу в більш сучасному середовищі при модернізації Windows та Microsoft Office;

- 2) логування подій у файл повинне відбуватись для кожної функціонально важливої операції із вказанням часового штампу операції;
- 3) Зазначені вище вимоги повинні виконуватись для кожної версії програмного комплексу, що випускаються як релізи (v1.0+).

### **3.2 Аналіз прецедентів системи розрахунку втрат**

Прецедентом (Use Case) є формалізована функціональна вимога до програмного забезпечення у межах визначеної бізнес-логіки, що стосується вирішення конкретної профільної проблеми у об'ємі програмного рішення. Набір таких прецедентів забезпечує реалізацію конкретної галузевої задачі та формує програмний продукт.

Для загального огляду найбільш актуальних прецедентів сформовано Діаграму шляхів використання (Use Case Diagram), що є візуальною репрезентацією комплексу, що базується на функціональних вимогах у вигляді прецедентів та нефункціональних вимогах у вигляді акторів.

Суть даної діаграми полягає в наступному: проектована система представляється у вигляді безлічі сутностей чи акторів, що взаємодіють із системою за допомогою так званих прецедентів. Прецедент використовують для описання послуг, які система надає актору.

Іншими словами, кожен прецедент визначає деякий набір дій, який виконує система при діалозі з актором. Діаграма прецедентів для актуальної системи наведена на рисунку 3.1.

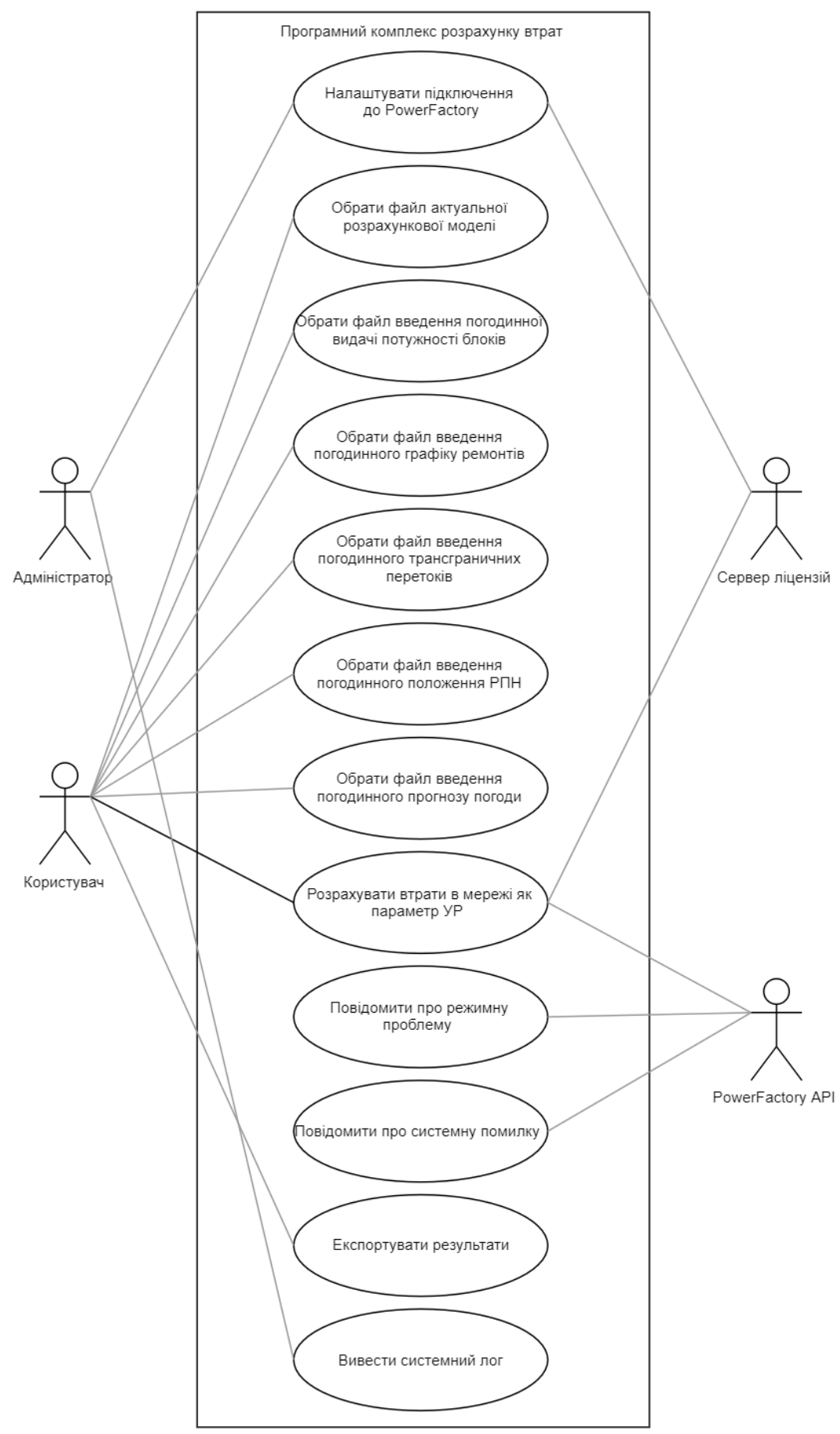


Рисунок 3.1 – Діаграма прецедентів програмного комплексу

Кожен прецедент володіє своїми параметрами у системі, такими як активні актори, задача, передумови, шлях реалізації, бенефіціари та важливість для системи тощо.

Для даної системи можна визначити три найбільш важливі прецеденти: файловий ввід вхідних даних (погодинної видачі потужності блоків), розрахунок втрат у мережі як параметра УР та експорт результатів у файл. Для кожного прецеденту сформовано відповідний Документ прецеденту (Use Case Document), що містить усі необхідні для аналізу параметри. Документи для зазначених вище трьох прецедентів наведено у таблицях 3.1 – 3.3 відповідно.

Таблиця 3.1 – Документ прецеденту файлового вводу видачі потужності

1	<b>Назва прецеденту</b>	Обрати файл погодинної видачі потужності блоків
2	<b>Область дії</b>	Користувач, файл вводу даних, PowerFactory API, розрахункова модель
3	<b>Рівень</b>	Користувацька ціль
4	<b>Основний актор</b>	PowerFactory API
5	<b>Зацікавлені сторони</b>	Відсутні
6	<b>Передумови</b>	Активне підключення до PowerFactory API, активна верифікована модель ОЕС України
7	<b>Підтвердження позитивного результату</b>	Для кожного блоку отримано нове значення потужності
8	<b>Основний позитивний сценарій</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Вибрати файл формату CSV, XLS</li> <li>2. Визначити строку ключів для блоків</li> <li>3. Для кожного ключа блоку валідувати нове значення потужності</li> <li>4. Для кожного елементу блоку змінити параметр потужності у розрахунковій моделі</li> </ol>

## Продовження таблиці 3.1

9	<b>Розширення</b>	2А: Якщо строка відсутня - видати помилку, зупинити 3А: Якщо ключ не ідентифіковано – видати попередження, продовжити 3В: Якщо значення не валідне – видати попередження, продовжити 4А: Якщо елемент не знайдено – видати попередження, продовжити
10	<b>Спеціальні вимоги</b>	Відсутні
11	<b>Список технологій</b>	CSV/XLS, PowerFactory 19, Windows 10 x64
12	<b>Частота виконання</b>	Один раз на 24 години
13	<b>Інші деталі</b>	Відсутні

Таблиця 3.2 – Документ прецеденту розрахунку втрат у мережі

1	<b>Назва прецеденту</b>	Розрахунок втрат у мережі як параметра усталеного режиму
2	<b>Область дії</b>	Користувач, PowerFactory API, розрахункова модель
3	<b>Рівень</b>	Користувацька ціль
4	<b>Основний актор</b>	PowerFactory API
5	<b>Зацікавлені сторони</b>	Відсутні
6	<b>Передумови</b>	Активне підключення до PowerFactory API, активна верифікована модель ОЕС України, введені значення видачі потужності блоків
7	<b>Підтвердження позитивного результату</b>	Додатна величина параметру втрат мережі у розрахунковій моделі після успішного завершення розрахунку УР

Продовження таблиці 3.2

8	<b>Основний позитивний сценарій</b>	1. Розрахувати усталений режим 2. Перевірити елементи на перевантаження 3. Перевірити елементи на недопустимі відхилення напруги 4. Зберегти отримане значення втрат у часовий вектор
9	<b>Розширення</b>	1А: Якщо розрахунок не відбувся – видати помилку, зупинити 2А: Якщо елемент перевантажено – видати попередження, продовжити 3А: Якщо відхилення напруги недопустиме – видати попередження, продовжити
10	<b>Спеціальні вимоги</b>	Відсутні
11	<b>Список технологій</b>	PowerFactory 19, Windows 10 x64
12	<b>Частота виконання</b>	Один раз на 24 години
13	<b>Інші деталі</b>	Відсутні

Таблиця 3.3 – Документ прецеденту виводу результату у файл

1	<b>Назва прецеденту</b>	Вивід результату розрахунку втрат у файл
2	<b>Область дії</b>	Користувач, файлова система
3	<b>Рівень</b>	Користувацька ціль
4	<b>Основний актор</b>	Користувач
5	<b>Зацікавлені сторони</b>	Відсутні
6	<b>Передумови</b>	Розраховані значення втрат у мережі для кожної години (0-23)



## Продовження таблиці 3.3

7	<b>Підтвердження позитивного результату</b>	Створено новий файл обраного формату (CSV/XLS) у обраному розташуванні
8	<b>Основний позитивний сценарій</b>	1. Перевірити існування цільового файлу 2. Доповнити файл часовим вектором із значеннями втрат для кожної години 3. Зберегти файл у вказаному розташуванні
9	<b>Розширення</b>	1А: Якщо файл існує – видати помилку, зупинити 3А: Якщо файл використовується – видати помилку, зупинити
10	<b>Спеціальні вимоги</b>	Відсутні
11	<b>Список технологій</b>	Windows 10 x64
12	<b>Частота виконання</b>	Один раз на 24 години
13	<b>Інші деталі</b>	Відсутні

Кожен Документ прецеденту доповнений скетчем графічного інтерфейсу формує специфікацію для конкретного бізнес-функціоналу, що доповнює продукт, та готовий до подання на етап програмної розробки у якості робочої специфікації.

### 3.3 Діаграма класів інформаційної системи

Діаграма класів служить для представлення статичної структури моделі системи в термінології класів об'єктно-орієнтованого програмування. На цій діаграмі показують класи, інтерфейси, об'єкти й кооперації, а також їхні відносини.

Якщо між двома класами визначена асоціація, то можна переміщатися від об'єктів одного класу до об'єктів іншого. Цілком припустимі випадки, коли обидва кінці асоціації відносяться до одного і того ж класу. Це означає, що з

об'єктом деякого класу дозволено зв'язати інші об'єкти з того ж класу. Асоціація, що зв'язує два класи, називається бінарною.

Для асоціації може позначатися кількість екземплярів об'єктів кожного класу, які беруть участь у зв'язку (0 - якщо жодного, 1 - якщо один, \* - якщо багато). Можуть вказуватися мінімальна й максимальна кількість, наприклад, 0,1...\* означає, що на відповідному кінці асоціації може не бути жодного екземпляра, бути один або багато.

Для системи розрахунку втрат Діаграма класів наведена на рисунку 3.2.

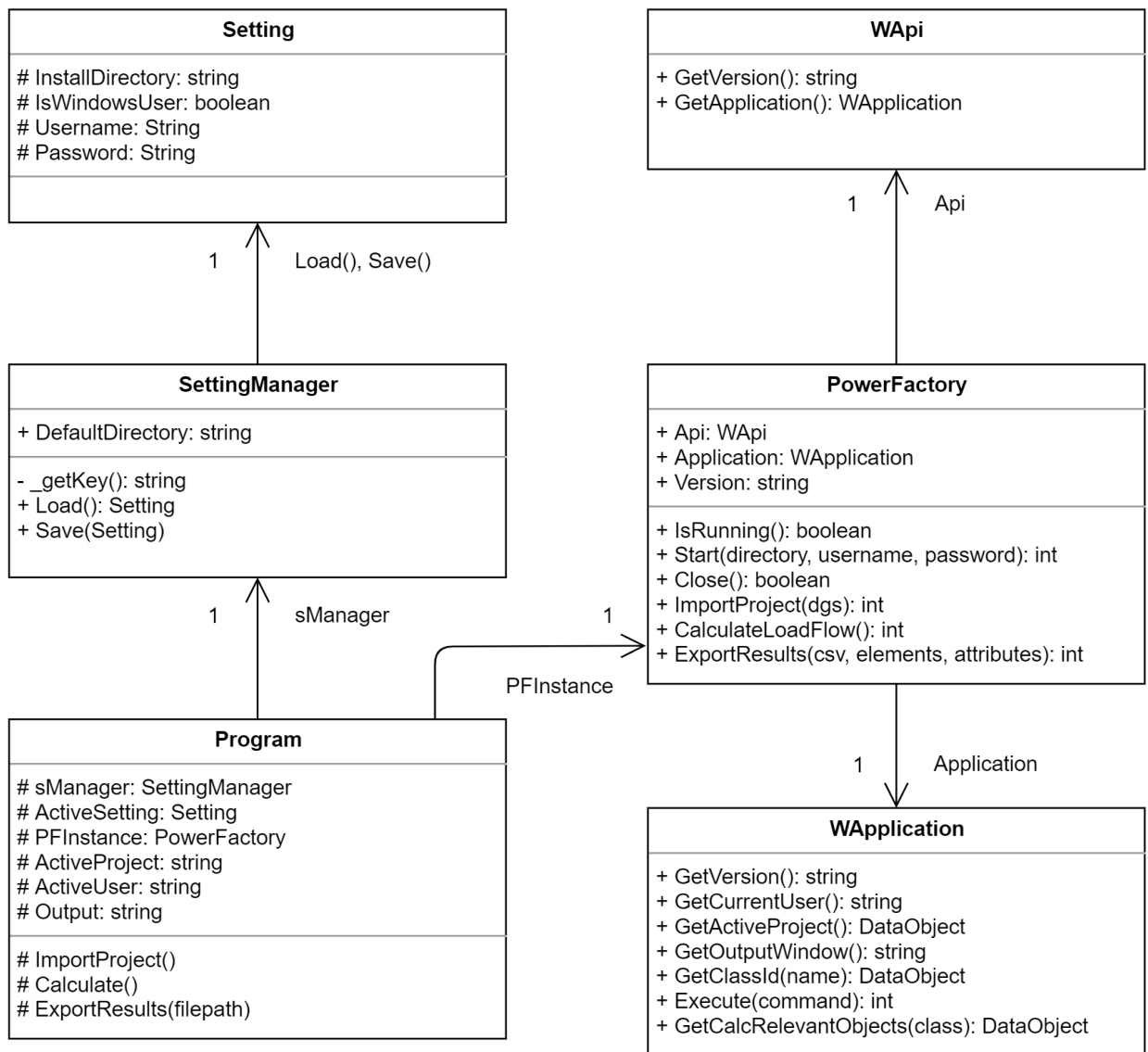


Рисунок 3.2 – Діаграма класів інформаційної системи

### 3.4 Застосовані шаблони проектування GRASP

Шаблони проектування програмного забезпечення — ефектні способи вирішення задач проектування програмного забезпечення. Шаблон не є закінченим зразком, який можна безпосередньо транслювати в програмний код. Об'єктно-орієнтований шаблон найчастіше є зразком вирішення проблеми і відображає відношення між класами та об'єктами, без вказівки на те, як буде зрештою реалізоване це відношення.

Шаблони GRASP формулюють найбільш базові принципи розподілу обов'язків між типами. Для системи розрахунку втрат застосовано наступні шаблони:

- *Контролер (Controller)* – Program: найвищий об'єкт, ініціалізований у системі після запуску, що надає доступ дочірнім контролерам для специфічних операцій. Це дозволяє синхронізувати та координувати робочий процес незалежних дочірніх об'єктів у батьківському контролері.
- *Інформаційний експерт (Information Expert)* – Setting, WApi, WApplication: контролер запитує певну інформацію, що стосується конкретного об'єкта та зберігається у ньому, попередньо створеному контролером. Це дозволяє убезпечити системні дані та зберігати їх ефективно із посиланням на конкретний елемент.
- *Творець примірників класу (Creator)* – PowerFactory: контролер створює додаткові об'єкти, передаючи до них обов'язкову початкову інформацію та опрацьовує їх із проміжними розрахунками.
- *Низька зв'язаність (Low Coupling)*: зміна вкладених (додаткових) елементів не потребує зміни батьківського елемента, таким чином батьківський елемент незалежний, тож зв'язаність є найнижчою. Це дозволяє утримувати систему максимально статичною, оскільки виконується менше операцій та знижується використання ресурсів.

- *Високе зчеплення (Cohesion)*: батьківський елемент делегує пов'язані із об'єктом задачі до самого елемента, таким чином, що батьківський елемент застосовує лише результат виконання без самого розрахунку. Це означає, що зчеплення від батьківського елемента до дочірнього є максимальним, тож безпека даних є високою та відсутні перекриття властивостей.

### **3.5 Діаграма послідовності операцій**

Діаграма послідовності відображає взаємодії об'єктів впорядкованих за часом. Зокрема, такі діаграми відображають задіяні об'єкти та послідовність відправлених повідомлень. На діаграмі послідовностей показано у вигляді вертикальних ліній різні процеси або об'єкти, що існують водночас. Надіслані повідомлення зображуються у вигляді горизонтальних ліній, в порядку відправлення. Для системи розрахунку втрат Діаграма послідовності відображена на рисунку 3.3.

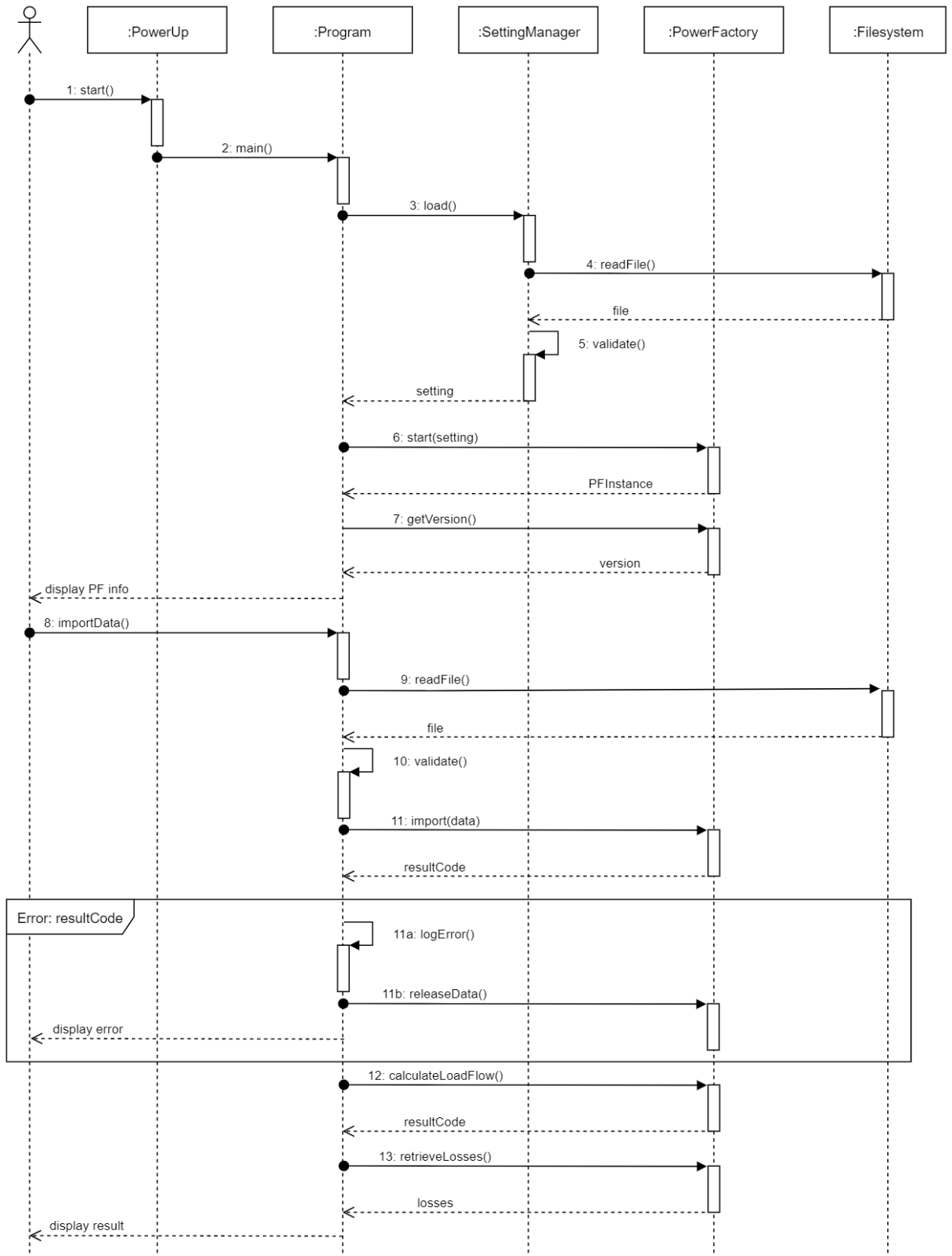


Рисунок 3.3 – Діаграма послідовності інформаційної системи

### 3.6 Опис інформаційної архітектури

Відповідно до вимог, зазначених у Пункті 3.1 цього Розділу, система повинна використовувати актуальну та верифіковану модель енергосистеми при розрахунку усталеного режиму із дійсними параметрами обладнання та топографією. Таким чином, у якості розрахункового движка обрано PowerFactory 19.01, що встановлено на машину, на якій планується виконання даної програми.

Зв'язок із локальним ПК PowerFactory відбувається через вбудований PowerFactory API. Операції над даними та розрахунки режиму проводяться із контролем коду результату. При створенні підключення до API відбувається перевірка локальної ліцензії PowerFactory через Менеджер ліцензій.

Імпорт вхідних даних для розрахунку здійснюється через файлові інтерфейси із послідовною валідацією та перетворенням контрольних величин у системний формат. Результати виводяться у графічний інтерфейс користувача, системні логи записуються у файл як показано на рисунку 3.4.

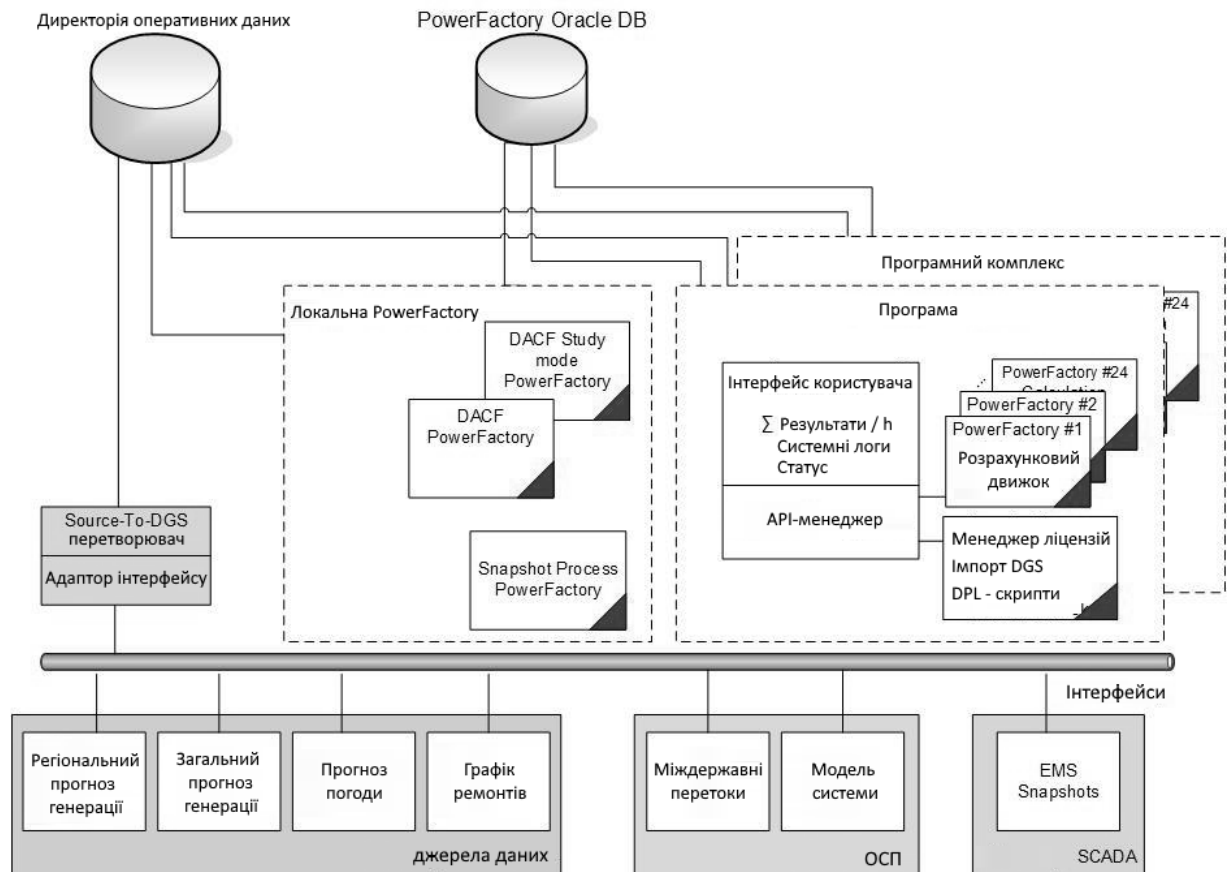


Рисунок 3.4 – Схема інформаційної архітектури

### 3.7 Аналіз алгоритму та програмного рішення

Для моделювання витрат використано модель ОЕС України в ПЗ DIgSILENT PowerFactory для розрахунку ustalених режимів. Розрахунки витрат стосуються наступного обладнання:

- лінії електропередачі, втрати у лініях міждержавних зв'язків обчислюються для частини що територіально розташовані в межах кордонів України;
- силові трансформатори;
- шунтувальні реактори;
- власні потреби підстанцій враховані як втрати;

Втрати в будь-яких інших елементах моделі мережі на даному рівні не враховуються. Усі моделі елементів мережі представлені у вигляді заступних П- або Т-подібних схем заміщення. Параметри всіх ПЛ розраховано на основі даних про геометрію опор, провідники фаз і грозозахисних тросів. Параметри моделей ЛЕП прийняті на основі довідникових даних питомих параметрів. Параметри трансформаторів прийняті на основі довідникових даних або індивідуальних вимірів.

Розрахунок ustalеного режиму відбувається на основі наступних стартових даних та умов:

- погодинні графіки генерації для кожного блочного генератора;
- погодинний журнал відключень мережевих елементів (ЛЕП, трансформаторів, шунтувальних реакторів);
- погодинний графік положень відпайок поздовжнього (РПН) і поперечного (ТПР) регуляторів напруги;
- погодинний графік перетоків активної потужності міждержавних зв'язків;
- балансування активної потужності виконується за допомогою пропорційного масштабування навантаження;

- рівні напруги підтримуються за допомогою уставок напруги на генераторах, з урахуванням обмежень по генерації та споживанню реактивної потужності;

Витрати електроенергії у мережі ОЕС України визначаються як значення що дорівнює різниці між надходженням і віддачою потужності в мережі ОЕС України за кожну розрахункову годину.

### 3.7.1 Режими генерації

Для даної роботи створено 158 часових графіків генерації для кожного блоку у складі виробництва електроенергії в ОЕС України. Величина потужності генерації для кожної години кожного блоку завантажується формується автоматично з файлу визначеного формату \*.CSV у часову характеристику елемента генератора у розрахунковій моделі PowerFactory. Графік генерації блоку відображається у погодинному форматі як продемонстровано на рисунку 3.5 для Блоку №3 Ладизинської ТЕС для всього розрахункового періоду, тобто впродовж доби 19 лютого 2019 і з 26 лютого по 4 березня 2019 р.

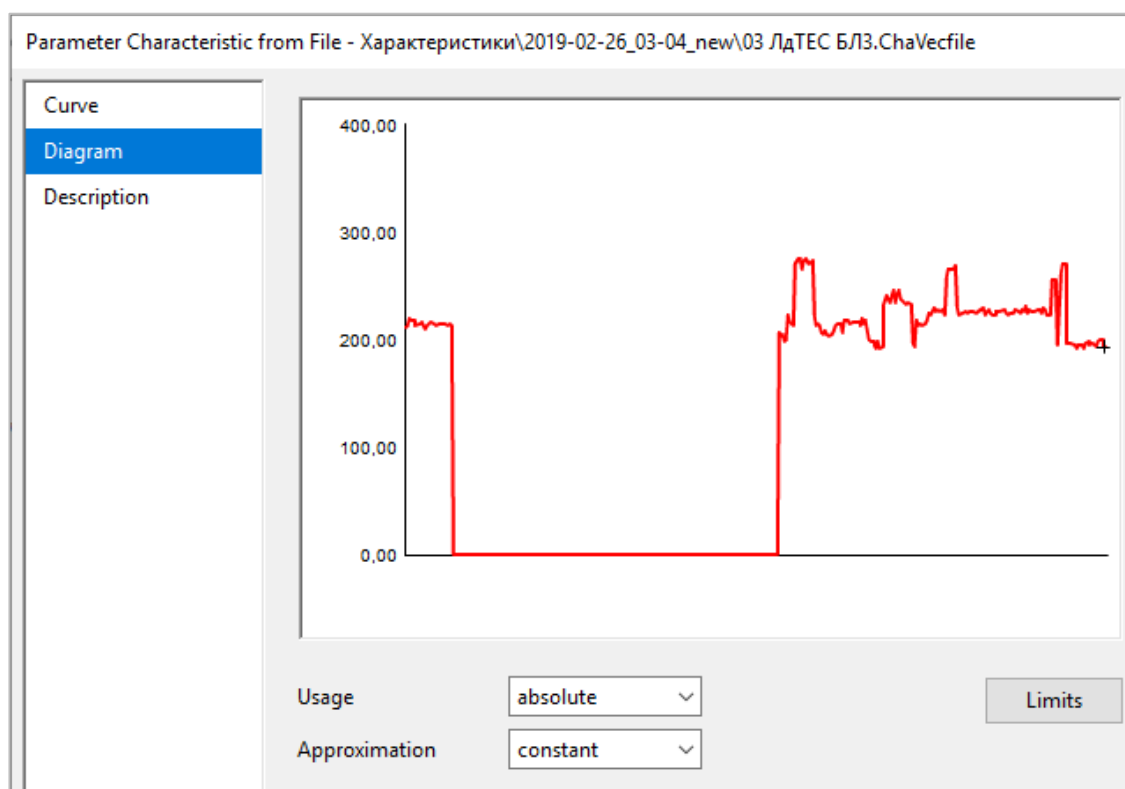


Рисунок 3.5 — Погодинний графік генерації блоку



### 3.7.2 Планові відключення

Планові відключення створено за допомогою спеціальних об'єктів PowerFactory, що містять наступну інформацію:

- час початку і завершення відключення;
- елемент, що відключається і заземлюється з усіх сторін приєднання;
- перелік комутацій, за допомогою яких виконано відключення;
- перелік післяаварійних заходів, у разі якщо вони передбачені.

Якщо встановлений розрахунковий час знаходиться в діапазоні часу відключення, елемент автоматично відключається заздалегідь визначеним складом комутаційних пристроїв та заземлюється. На рисунку 3.6 показано діалогове вікно моделі відключення повітряної лінії та перелік задіяних комутацій, відключення відбулося 28.02.2019 з 00:00 по 18:00.

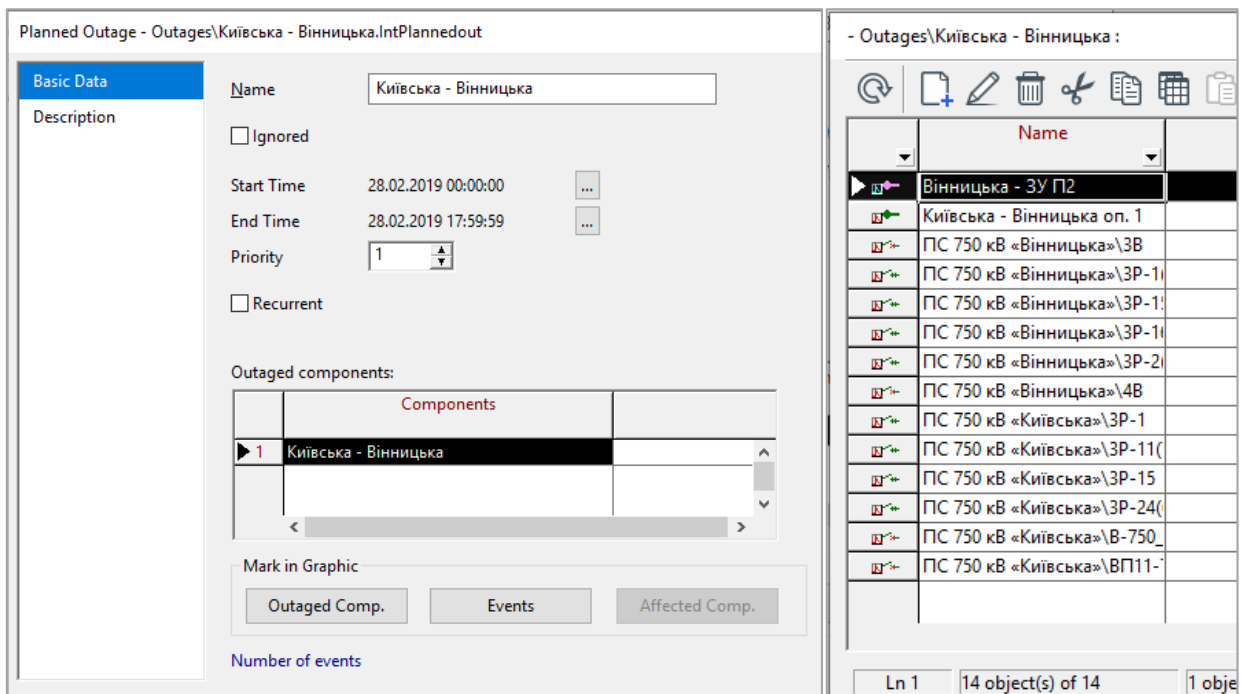


Рисунок 3.6 — Модель відключення повітряної лінії

### 3.7.3 Міждержавні перетоки

В якості джерела погодинних перетоків активної потужності по міждержавних зв'язках використано дані з відкритих джерел, а саме Погодинний баланс потужності ОЕС України, що публікується на підставі Постанови від 21 жовтня 2015 р. № 835 «Про затвердження Положення про

набори даних, які підлягають оприлюдненню у формі відкритих даних» у мережі Інтернет.

Для застосування цих даних використано можливість PowerFactory розрахунків усталених режимів з урахуванням заданих графіків перетоків для мереж, перетинів, зон та областей. В цьому підході графік перетоків застосовано для визначених областей. Ці дані містять погодинну інформацію про наступні міждержавні перетоки: Україна – Білорусь і РФ, Україна – ЄС та Україна – Молдова. Графік міждержавних перетоків за період з 25 лютого по 4 березня 2019 наведено на рисунку 3.7 та використано у подальшому розрахунку втрат.

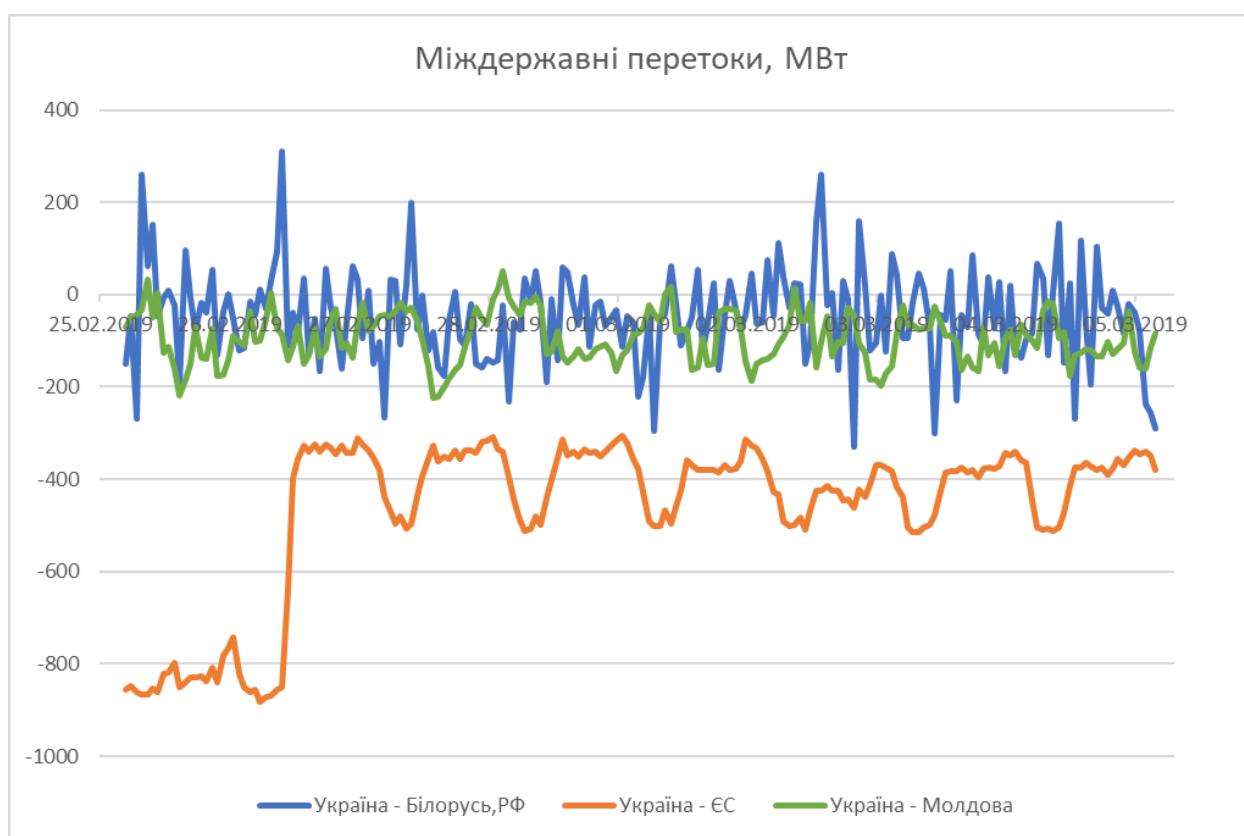


Рисунок 3.7 — Графік міждержавних перетоків потужності

При цьому кожній з областей назначено відповідний графік перетоків у вигляді погодинної залежності. На рисунку 3.8 представлено заданий на період з 26 лютого по 4 березня 2019 р. графік перетоку потужності між ОЕС України і мережами ENTSO-E (ЄС).

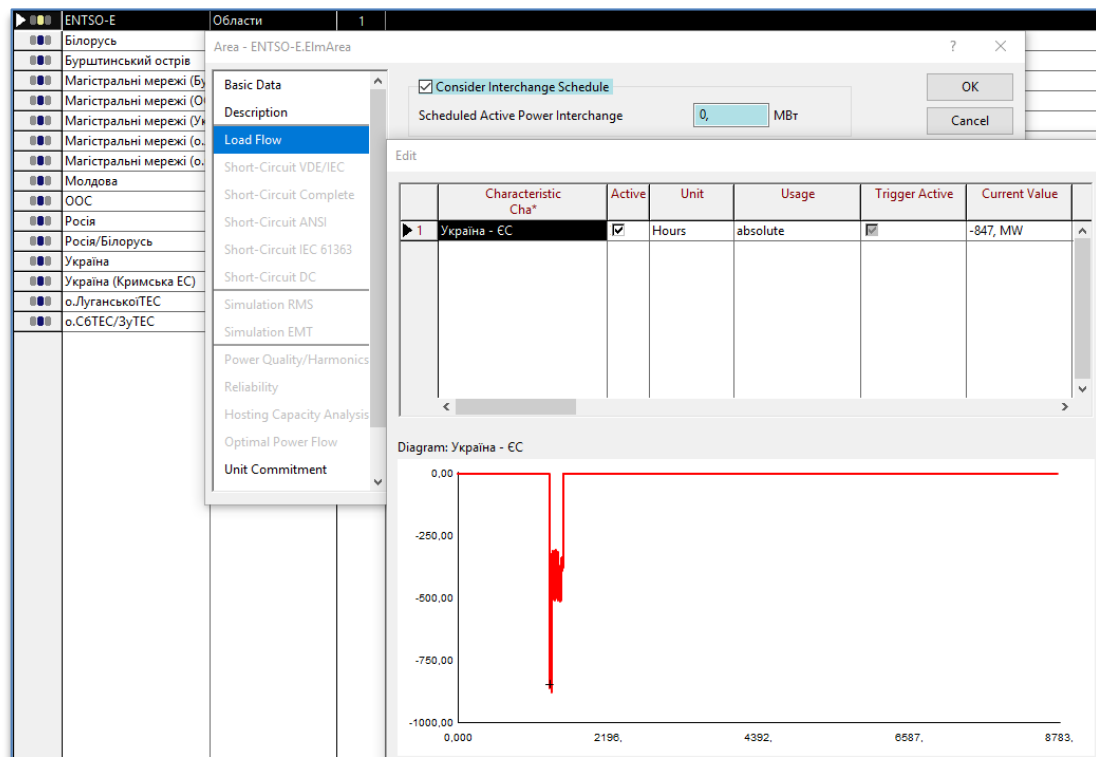


Рисунок 3.8 — Графік погодинного перетоку Україна – ЄС

### 3.7.4 Втрати на корону

Для повітряних ліній розроблено модель кліматичних втрат, що включає втрати на корону і втрати в ізоляції. Це реалізовано за допомогою окремих елементів навантаження по кінцях лінії. Сумарне навантаження по кінцях ПЛ дорівнює величині втрат на корону і в ізоляції окремої ПЛ за умови ясної погоди.

Зміна кліматичних умов виконується за допомогою тригера, що має 4 стани: Ясно, Сніг, Дощ і Паморозь. В моделі передбачено сім зон кліматичних умов, відповідно до регіону де встановлено ПЛ. У разі якщо початок і кінець ПЛ знаходяться в різних регіонах, а отже і ймовірно у різних кліматичних умовах, зроблено припущення рівномірного розподілу належності ПЛ до кліматичних зон.

Питомі втрати потужності на корону ПЛ в залежності від кліматичних умов прийнято відповідно до [5] і наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов

Кліматичні умови	Ясно	Сніг	Дощ	Паморозь
Втрати акт. потужності, кВт/км	4,6	17,5	65,0	130,0

Втрати на корону мають статичну характеристику залежності за напругою, що описується виразом:

$$\Delta P_c = \Delta P_{c0} \cdot \left[ 4,65 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 - 3,65 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right) \right] \text{ (кВт)}$$

Питомі втрати в ізоляції ПЛ (кВт/км) визначаються з урахуванням ступеня забруднення атмосфери (СЗА) за виразом:

$$\Delta P_{\text{Кіз}} = \frac{U_H^2}{3 \cdot R_{\text{із}} \cdot N_{\text{із}}} \cdot n_{\text{гір}}, \text{ де}$$

$U_H$  – номінальна напруга ПЛ, кВ;

$R_{\text{із}} = 1345 - 215 \cdot (N_p - 1)$  – електричний опір ізолятора (кОм),  $N_p$  – номер рівня СЗА, визначений відповідно до ГКД 34.51.101;

$N_{\text{із}}$  – середня кількість ізоляторів ПЛ, прийнята рівною 7,1.

В поточному підході зроблено припущення щодо рівня СЗА по регіонах, що впливає на електричний опір одного ізолятора і середню кількість ізоляторів в гірляндах ПЛ відповідно до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Питомі втрати в ізоляції для різних кліматичних зон

Кліматична зона	Рівень СЗА	Втрати в ізоляції
Західна ЕС	II	28,05
Південно-західна ЕС	II	28,05
Південна ЕС	II	28,05
Дніпровська ЕС	IV	31,70
Донбаська ЕС	IV	31,70
Північна ЕС	II	28,05
Центральна ЕС (окрім м. Київ та області)	II	28,05
М. Київ та область	III	30,31

Втрати в ізоляції враховуються тільки в умовах вологої погоди (туман, роса, дощ, мокрий сніг або паморозь). Таким чином, втрати в ізоляції мають враховуватись для всіх кліматичних умов, окрім «Ясно».

Для обраного стану кліматичних умов застосовується розрахунковий масштабний коефіцієнт який відповідно змінює величину навантаження. Базові навантаження, що відображають питомі кліматичні втрати в ПЛ, що відповідають ясній погоді, помножені на довжину ПЛ:

$$\Delta P_{\text{кл}} = (\Delta P_{\text{с}} + \Delta P_{\text{кіз}}) \cdot L \quad (4.1)$$

де  $L$  – довжина повітряної лінії.

Для того щоб виразити залежність втрат від кліматичних умов і ступенів СЗА в PowerFactory, необхідно використовувати масштабні коефіцієнти, що залежать від відповідних тригерів.

$$\Delta P_{\text{кл}} = k_{\text{с}} \cdot k_{\text{із}} \cdot P_{\text{кл0}} \quad (4.2)$$

де  $\Delta P_{\text{кл}}$  - кліматичні втрати для ясної погоди;

$k_{\text{с}}$  - масштабний коефіцієнт втрат на корону залежно від кліматичних умов;

$k_{\text{із}}$  - масштабний коефіцієнт втрат в ізоляції ПЛ в залежності від кліматичних умов і рівня СЗА.

$k_{\text{с}}$  визначається як відношення втрат на корону для певних кліматичних умов по відношенню до втрат за ясної погоди.  $k_{\text{із}}$  визначається шляхом підстановки виразу (4.1) у (4.2) окремо для кожного рівня СЗА. Результуючі значення коефіцієнтів представлені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Масштабні коефіцієнти втрат на корону і в ізоляції повітряної лінії для різних кліматичних умов і зон СЗА.

Коефіцієнт кліматичних втрат	Ясно	Сніг	Дощ	Паморозь
На корону $k_{\text{с}}$	1,0	3,80	14,13	28,26
В ізоляції $k_{\text{із}}^{<\text{СЗА I}>}$	1,0	2,45	1,39	1,2
В ізоляції $k_{\text{із}}^{<\text{СЗА II}>}$	1,0	2,60	1,43	1,22
В ізоляції $k_{\text{із}}^{<\text{СЗА III}>}$	1,0	2,73	1,47	1,23
В ізоляції $k_{\text{із}}^{<\text{СЗА IV}>}$	1,0	2,81	1,49	1,24

Розрахункові коефіцієнти кліматичних втрат додано до моделі ПЛ у вигляді характеристик. Діалогове вікно характеристик кліматичних втрат наведено на рисунку 3.9.

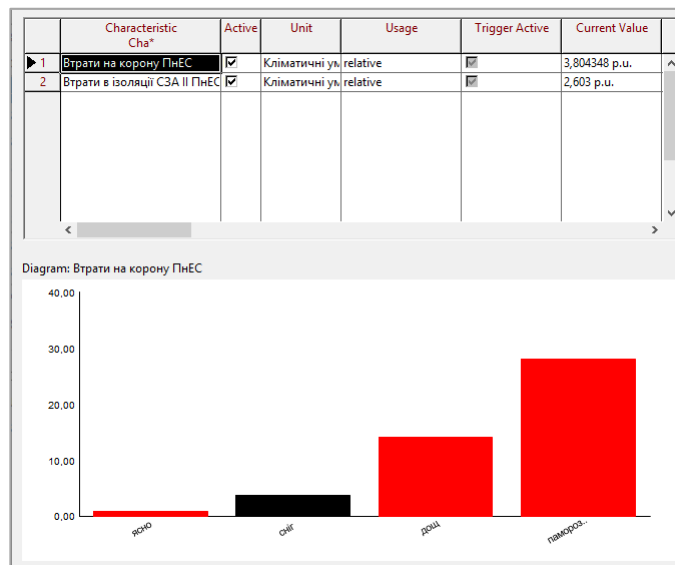


Рисунок 3.9 — Характеристики кліматичних втрат ПЛ

Для верифікації методики було проведено порівняння розрахункових і фактичних втрат в ПЛ 750 кВ Курська АЕС – Північноукраїнська в період з 26 лютого по 4 березня 2019 р. В якості фактичних даних використано погодинні результати перетоків електроенергії по ПЛ. Фрагмент таблиці з вихідними даними наведено на рисунку 3.10. Останній стовпчик характеризує повні втрати потужності в ПЛ, включаючи кліматичні втрати і втрати в реакторах.

Отчет за:26/02/2019 00:00									
Часовая зона: (GMT+02:00) Украина									
Тарифная зона: Украина -Россия (кв)									
Дата и время формирования отчета: 01/03/2019 11:08									
Достоверность: Достоверно									
Временной интер	1. КАЕС-П-Укр. (Росія)			2. П-Укр-КАЕС (Україна)			Суммарный переток		
	Актив [ тыс.кВт ч ]			Актив [ тыс.кВт ч ]			Актив [ тыс.кВт ч ]		
	Прием	Отдача	Сальдо	Прием	Отдача	Сальдо	Прием	Отдача	Сальдо
26.02.2019 01:00	0	297	-297	291	0	291	291	297	-6
26.02.2019 02:00	0	283,5	-283,5	280,5	0	280,5	280,5	283,5	-3
26.02.2019 03:00	0	281,25	-281,25	279	0	279	279	281,25	-2,25
26.02.2019 04:00	0	289,687	-289,687	288	0	288	288	289,687	-1,687
26.02.2019 05:00	0	303,75	-303,75	301,5	0	301,5	301,5	303,75	-2,25
26.02.2019 06:00	0	300,938	-300,938	298,5	0	298,5	298,5	300,938	-2,438
26.02.2019 07:00	0	283,5	-283,5	282	0	282	282	283,5	-1,5
26.02.2019 08:00	0	295,312	-295,312	292,5	0	292,5	292,5	295,312	-2,812
26.02.2019 09:00	0	306	-306	304,5	0	304,5	304,5	306	-1,5
26.02.2019 10:00	0	304,313	-304,313	303	0	303	303	304,313	-1,313

Рисунок 3.10 — Фрагмент таблиці вихідних даних перетоків по ПЛ

Модель ПЛ 750 кВ Курська АЕС – Північноукраїнська представлена у вигляді детальної моделі з параметрами розрахованими на основі даних провідників і геометрії опор. В модель додано шунтувальні реактори з активними втратами на основі паспортних даних однофазних реакторів РОДЦ-11000/750-У1. Елементи навантаження G-1 і G-2 моделюють кліматичні втрати моделі. Зовнішня мережа і навантаження по кінцях ПЛ додано для моделювання перетоку по ЛЕП згідно вимірів. Однолінійна схема ПЛ представлена на рисунку 3.11.

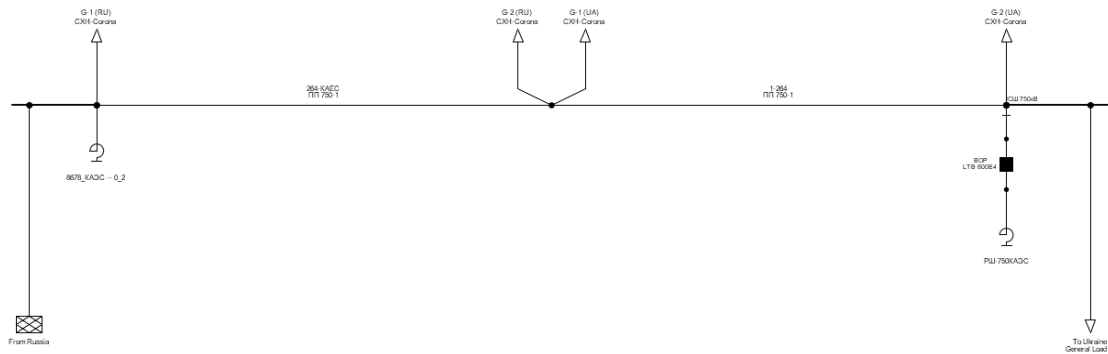


Рисунок 3.11 — Однолінійна схема ПЛ із врахуванням втрат

Результати порівняння розрахункових та фактичних втрат у ПЛ 750 кВ Курська АЕС – Північноукраїнська в період з 26 лютого по 4 березня 2019 року продемонстровані на рисунку 3.12.

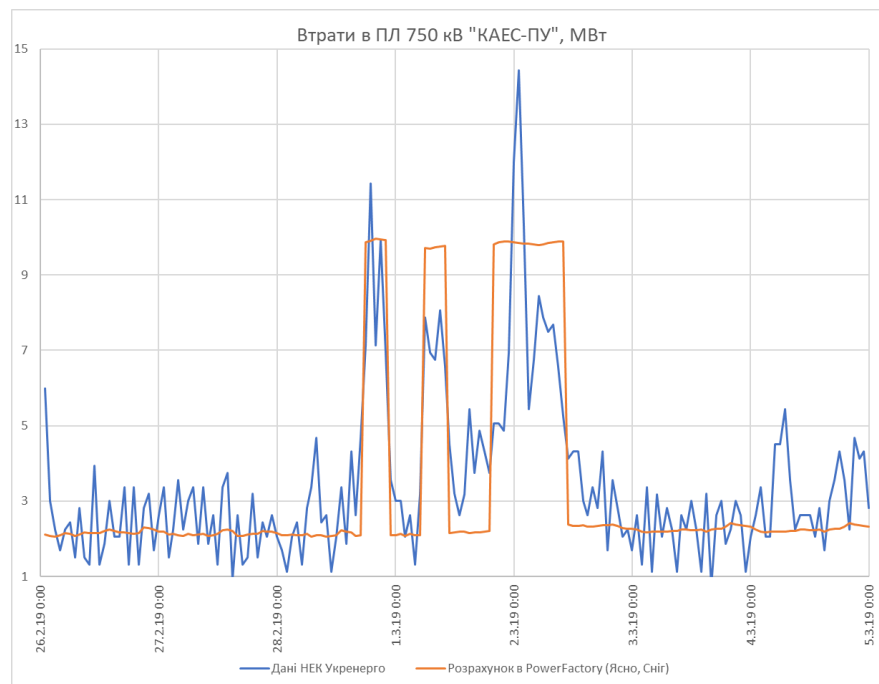


Рисунок 3.12 — Графік розрахункових та фактичних втрат у ПЛ

Причина нерівномірності фактичних втрат потребує додаткового дослідження. Можливими причинами можуть бути похибка вимірювання та мінливість погодних умов. Окрім того, результати вимірювань представляють собою сальдовані погодинні значення, що унеможливило розрахунки миттєвих значень. Проте очевидно, що втрати за ясної погоди в діапазоні 2.0-2.3 МВт доволі точно відображують середнє значення втрат за результатами вимірювання.

Стосовно розрахунків втрат для вологої погоди також простежується адекватність розрахунків, однак варто відзначити, що в реальних умовах ймовірність того що кліматичні умови уздовж усієї ПЛ довжиною близько 200 км будуть однакові – дуже низька. Крім того, деякі погодні умови, такі як, наприклад, дощ або сніг, зазвичай мають достатньо мінливий характер щоб приймати їх постійними протягом тривалого часу.

Середнє значення похибки між розрахунковими і значеннями вимірів склало -0.1 МВт. Максимальна похибка знаходиться в діапазоні -4.6...5.0 МВт. В той же час також можливо зробити висновок, що в 60% відсотках випадків значення похибки знаходиться в діапазоні +/-1.0 МВт.

### 3.7.5 Результати розрахунку втрат

Загальні результати втрат електроенергії для мереж ОЕС України на базі розрахункової моделі системи у PowerFactory наведено на рисунку 3.13.

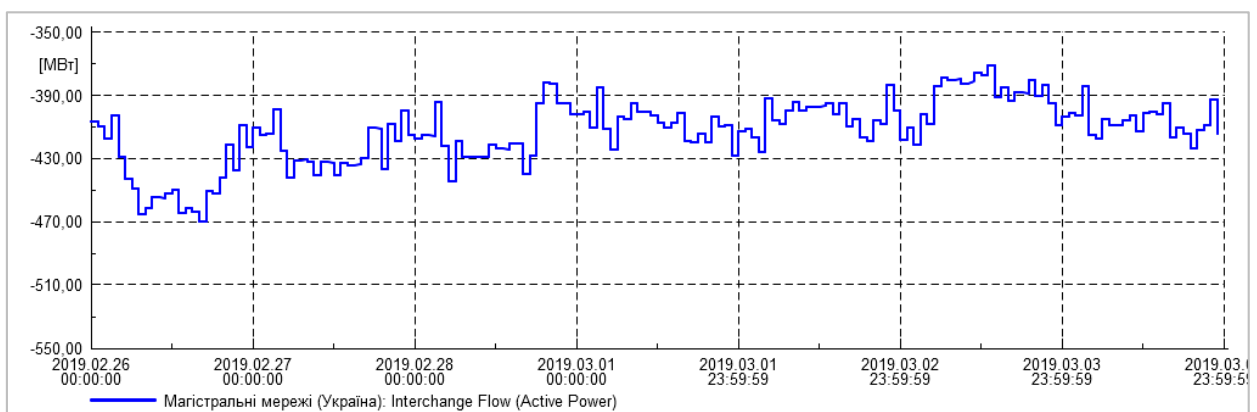


Рисунок 3.13 — Розрахункові погодинні втрати в ОЕС України



Порівняння розрахункових і фактичних погодинних втрат електроенергії в магістральних мережах ОЕС України дало наступні похибки, що наведені у таблиці 3.7. Значення похибок визначалося, як арифметична різниця розрахункових і вимірних втрат.

Таблиця 3.7 – Похибка моделювання погодинних втрат електроенергії

Дата	26.02	27.02	28.02	01.03	02.03	03.03	04.03
0	-11,1	3,5	32,3	-0,2	-8,9	42,7	6,7
1	-0,9	-1,1	19,0	-19,1	-1,7	53,7	10,2
2	-8,4	-5,6	10,6	26,0	4,0	12,4	-22,5
3	24,3	-30,1	-10,9	-22,3	6,7	11,3	-30,4
4	39,8	39,4	23,8	34,0	-15,6	-6,4	-21,2
5	30,7	27,3	15,8	4,5	-50,5	-13,4	-7,6
6	52,3	19,5	-4,5	-106,7	-0,1	-17,1	-37,5
7	-33,1	15,4	-32,3	-56,5	-27,8	-36,2	-82,9
8	-47,1	-36,1	-51,5	-69,7	-33,7	-34,3	-10,3
9	-80,2	51,9	-30,6	-37,9	-33,2	1,3	-72,8
10	-65,2	-40,1	-32,7	-63,4	-14,5	-12,0	-73,3
11	-82,2	-22,0	-53,8	-28,0	-27,8	-26,7	-43,9
12	-97,7	-13,1	-23,1	-50,7	-2,7	-29,4	-40,8
13	-96,5	-32,4	-26,1	-32,0	-31,9	-9,6	-60,8
14	-62,7	-21,7	-59,3	-39,0	-19,1	-11,2	-63,4
15	-63,2	-44,3	-17,8	-24,1	-19,8	20,7	-36,5
16	-72,0	-29,8	-24,8	-3,7	-6,3	2,0	-25,8
17	-78,1	-49,4	-48,8	-10,5	-5,7	-20,3	-10,0
18	-94,7	-56,0	-68	-38,9	-35,0	-34,8	-51,3
19	-51,5	18,3	-70	-20,2	-8,0	-51,3	-33,2
20	-96,8	-32,3	-110,9	-51,8	-12,6	13,7	-37,5
21	-67,1	-44,8	-15,8	-39,9	-19,0	-63,6	-28,5
22	-47,3	-13,0	-25,8	-34,8	-44,9	17,6	-47,1
23	-28,9	-4,5	-14,6	34,0	4,3	-3,9	-5,8

В середньому розрахункові значення менші приблизно на 5,5% або 25 МВт. Варто відзначити деяку закономірність: протягом нічних годин доби оцінка витрат набагато точніша, ніж у денні години і години пік. Найбільші

розбіжності припадають на 7-у годину 1 березня і 21-у годину 28 лютого і складають 22% або 111 МВт як зазначено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Основні статистичні показники розрахунку втрат

№	Параметр	Значення	Коментар
1	Середнє значення похибки	-24,6 МВт	
2	Максимальна позитивна похибка	53,7 МВт	Значення розрахованих витрат більші на 53,7 МВт, ніж виміряні
3	Максимальна від'ємна похибка	-111 МВт	Значення розрахованих витрат менші на 111 МВт, ніж виміряні
4	Стандартне відхилення	32,3 МВт	
5	Частота похибки		
	«-111» ... «-84»	4%	Значення похибки в діапазоні «-111» ... «-84» з'являється у 4% випадків.
	«-84» ... «-56»	12%	
	«-56» ... «-29»	30%	
	«-29» ... «-1»	33%	
	«-1» ... «26»	16%	
	«26» ... «54»	6%	

Частота розподілу похибки розрахункових та фактичних погодинних втрат електроенергії у мережах ОЕС України наведена на рисунку 3.14.

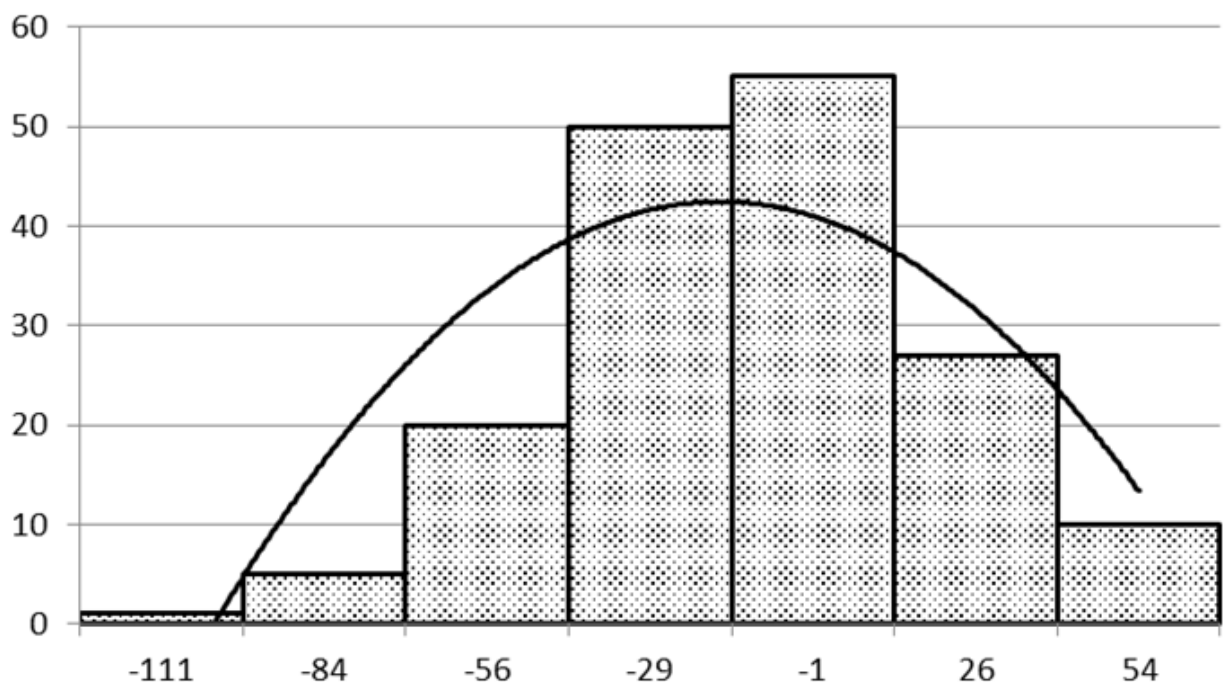


Рисунок 3.14 — Частота розподілу похибки розрахункових втрат

## Висновки

У третьому розділі досліджено документацію програмного комплексу PowerFactory, проаналізовані вимоги щодо системи розрахунку втрат, розроблена інформаційна архітектура системи розрахунку, проведено об'єктно-орієнтовний аналіз та розроблено дизайн системи, що включає у себе діаграми прецедентів, класів та послідовностей.

Розроблено програмне рішення на мові програмування C# у вигляді додатку для Windows 10. До додатку внесені початкові параметри шляхом файлового вводу та проведено розрахунок усталеного режиму на моделі дослідної енергосистеми через вбудований PowerFactory API.

Сформована методологія розрахунку прогнозованих втрат у енергосистемі як параметра усталеного режиму шляхом формування часових графіків для початкових параметрів та застосування даних графіків через Менеджер операцій для зміни параметрів елементів моделі за часом при розрахунку усталеного режиму на наступну добу із роздільною здатністю у одну годину.

Проведено аналіз результатів розрахунку прогнозованих втрат відносно фактичних втрат та досліджено достовірність результату розрахунку втрат шляхом формування статистичних показників.

## 4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ НА БАЗІ ПРОГРАМНОГО РІШЕННЯ

### 4.1 Опис ідеї проекту

Ідея стартап-проекту полягає в можливості інтеграції програмного рішення розрахунку прогнозованих втрат в енергосистемі у якості програмного модулю на базі ПК PowerFactory 2019 для автоматизації виконання зобов'язань оператора системи передачі/розподілу щодо надання технічної інформації та розрахунків для процесу ціноутворення для ринку електроенергії на добу наперед.

Дане програмне забезпечення є високовартісною продукцією з достатньо широким функціоналом. Якщо розглянути ідею будь-якого абстрактного алгоритму чи програмного продукту, то сам підхід до них як то «товарів» вбачає в собі задоволення галузевих потреб або ж розширення можливостей того чи іншого функціоналу, покращення старих рішень тощо. Це стимулює потенційних споживачів скористатись саме цими програмними рішеннями.

На прикладі даного програмного рішення пропонується застосувати автоматичний алгоритм з широкою спеціалізацією, що дозволить забезпечити процес надання технічної інформації та результатів розрахунків на зовнішній авторизований запит із формуванням миттєвої автоматичної відповіді без залучення персоналу.

В даному підрозділі були проаналізовані:

- зміст ідеї;
- можливі напрямки застосування;
- основні вигоди, які може отримати споживач даного продукту.

Короткий опис ідеї стартап-проекту подано у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

<b>Зміст ідеї</b>	<b>Напрямки застосування</b>	<b>Вигоди для користувача</b>
Автоматичний алгоритм роботи ПК для миттєвих розрахунків прогнозованих втрат на зовнішній запит	Оператор системи передачі/розподілу	Збільшення швидкодії обробки запиту, відсутність людського фактору

Для того, щоб зрозуміти особливості модернізованої системи розрахунку втрат, був проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг. Відмінність від існуючих аналогів чи заміників показана у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Відмінність від існуючих аналогів чи заміників

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Потенційні товари/концепції конкурентів		W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект	Конкурент1			
1.	Автоматизація системи розрахунку втрат	Програмне рішення на базі ПК PowerFactory із автоматичною обробкою запиту	Використання розрахункових комплексів ОСП із залученням оператора	1. Висока вартість розробки 2. Час розробки алгоритму та програмного забезпечення	Відсутня	Формування миттєвої автоматичної розрахункової відповіді без залучення персоналу

## 4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В даному підрозділі був проведений аудит технологій, за допомогою яких можна реалізувати ідею проекту.

Для реалізації даної ідеї – інтеграції програмного рішення розрахунку прогнозованих втрат в енергосистемі у якості програмного модулю на базі ПК PowerFactory 2019, був використаний цикл означення, аналізу, дизайну та розробки програмного забезпечення.

### 4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 4.3 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Інтеграція програмного рішення у інформаційну систему ОСП/ОСР на базі програмного стеку .NET	Провести заміну алгоритмів та програмного забезпечення на поточному пристрої за схемою спрощеного методу розробки	Наявна	Доступна
2.	Інтеграція програмного рішення у інформаційну систему ОСП/ОСР на базі програмного стеку Python	Провести заміну алгоритмів та програмного забезпечення на поточному пристрої за схемою ускладненого методу розробки та з більшою швидкістю	Наявна	Доступна

У випадку планування напрямків розвитку проекту та потреб певного типу потенційних клієнтів, необхідно визначити певні ринкові можливості, що в свою чергу застосовуються для впровадження об'єкту на ринок. Аналіз, наявність, обсяг та динаміка розвитку попиту наведені у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Попередня характеристика потенційного ринку

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість конкурентів, од	1-2
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Мінімальні первинні інвестиції
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами
5	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	65%

Прогнозом технологічного прогресу продукту, що розробляється є певні стандарти з випереджаючими вимогами. В такому випадку повинні бути застосовані сучасні методи оптимізації, розробки та прогнозування.

Для того, щоб розрахувати рентабельність інвестицій, була використана формула (4.1) з [8, 9].

$$R_i = \frac{\text{Пр}}{K} > E_n, \quad (4.1)$$

де:  $R_i$  – рентабельність інвестицій;

$E_n$  – норма прибутку, для енергетики 0,1 [1/рік]

$\Delta \text{Пр}$  – Зміна прибутку за розрахунковий період часу (прийнято рік) в результаті впровадження ідеї стартап-проекту, розраховується як різниця економії витрат ( $\Delta B$ ), і появи додаткових експлуатаційних витрат ( $B_e$ ):

$$\Delta \text{Пр} = \Delta B - B_e$$

$K$  – величина початкових інвестицій.

В даному випадку інвестором виступає підприємство, на якому експлуатується дані турбогенератори. Джерелом фінансування є тариф на виробництво електричної енергії, який затверджується Державним регулятором.

Складові первісних одноразових капіталовкладень:

- 800 тис. грн., розробка програмного забезпечення
- 200 тис. грн., для впровадження новизни безпосередньо в систему.
- 200 тис. грн., авторські відрахування;

Разом розмір інвестиційних вкладень складає 1.2 млн. грн.

За прогнозами, що базуються на статистиці, протягом 3-х років відбудеться 1-5 невірних спрацювань ПК ймовірно через програмні помилки. Із приблизно 5 випадків, 3-4 невірних спрацювання будуть без пошкоджень даних, завдяки системі модернізації, яка має можливість інтеграції у інформаційну систему.

За наявними фактичними даними, кожне виведення в аварійний ремонт об'єкту обходиться підприємству в 0,3 млн. грн. В загальному випадку, сума, яку може зекономити підприємство на ремонті об'єкта за цей період ( $\Delta B$ ), складає 0,9 млн. грн. За 3 роки або 0,3 млн. грн./рік.

Експлуатаційні витрати ( $B_e$ ) прийняті за статистикою 1% на рік від вартості основних фондів ( $B_e = 1\%/100\% \times 2 \text{ млн.грн.} = 0,02 \text{ млн.грн./рік}$ ). Розрахуємо рентабельність інвестицій[10]:

$$R_i = (0.3 - 0,02)/2 = 0,14 \text{ (1/рік)}$$

У відсотках це значення складає 14%. Період окупності інвестицій:

$$T_{\text{ок}} = \frac{I}{R_i} = \frac{K}{\text{Пр}} = 2/0,28 = 7,1 \text{ років} \quad (4.2)$$

На підставі аналізу факторів загроз та ринкових можливостей середовища був складений SWOT-аналіз, що наведений у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 SWOT – аналіз стартап-проекту

<b>Сильні сторони</b>	<b>Слабкі сторони</b>
Малий період окупності стартап-проекту, висока рентабельність проекту.	Конкуренція з боку іноземних розробників
<b>Можливості</b>	<b>Загрози</b>
Впровадження даної технології для інтеграції у інформаційну систему ОСП	Незацікавленість енергокомпаній у впровадженні через метод “Витрати+” <sup>1</sup> .

Примітка 1. При тарифоутворенні в електроенергетиці в Україні Державний регулятор використовує витратний метод, коли у разі економії зменшуються тарифи і доходи енергокомпаній.

Були визначенні потенційні групи клієнтів та проведено аналіз актуального ринкового середовища стартап-проекту для впровадження даної технології, результати якого наведені у таблиці 4.6.



Таблиця 4.6 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

<b>№ п/п</b>	<b>Потреба, що формує ринок</b>	<b>Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)</b>	<b>Вимоги споживачів до товару</b>
1	Інформаційне забезпечення енергоринку розрахунковою інформацією щодо втрат	Енергокомпанії, що зобов'язані надавати таку інформацію (ОСП/ОСР)	1. Рентабельність 2. Якісне програмне забезпечення 3. Ринкова вартість

Аналіз ринкового середовища виконується після визначення потенційних груп клієнтів. До нього входять: фактори загроз та можливостей, що сприяють та перешкоджають ринковому впровадженню проекту. Фактори загроз та можливостей наведені у таблицях 4.7 та 4.8 відповідно.

Таблиця 4.7 – Фактори загроз

<b>№ п/п</b>	<b>Фактор</b>	<b>Зміст загрози</b>	<b>Можлива реакція компанії</b>
1	Недофінансування замовника	Незацікавленість у впровадженні через метод “Витрати+”	Будь-яка компанія, що займається впровадженням ПЗ, може відмовитись брати на себе ризик впровадження подібних технологій через можливі затримки з розрахунками
2	Конкуренція з боку іноземних виробників	Конкуренція з потужними розробниками, такими як Siemens, ABB тощо	Компанія може бути зацікавлена в ПЗ іноземного виробництва через загальні соціальні стереотипи та можливу вищу якість продукту

Таблиця 4.8 – Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Інтеграція програмного рішення в інформаційну систему ОСП/ОСР	Формування миттєвої автоматичної розрахункової відповіді на авторизований запит без залучення персоналу	Спрощення системи збору інформації

#### 4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розробка ринкової стратегії є кроком, що передбачає визначення плану охоплення ринку, тобто опису цільових груп споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів наведено у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1	Оператор системи передачі	Готовність критична, оскільки споживач має ринкові зобов'язання	80-95%	30%	Гарантована через те, що оператор уже інтегрував ПК PowerFactory до системи
2	Оператор системи розподілу	Готовність низька через відсутність прямих ринкових зобов'язань	45%	Відсутня	50%
Які цільові групи обрано: оператор системи передачі, оператор системи розподілу					

#### 4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Формування маркетингової концепції продукту, який отримуватиме споживач є першим кроком. У таблиці 4.10 підсумовані результати попереднього аналізу конкурентоспроможності товару.

Таблиця 4.10 – Визначення ключових переваг концепції потенційного ринку

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі або такі, що потрібно створити)
1	Спрощення розрахунку та збору необхідної інформації щодо втрат	Спрощення буде відбуватись шляхом інтеграції в інформаційну систему програмного рішення	Інформація буде розраховуватись та формуватись автоматичним шляхом, тобто відповідь формуватиметься на авторизований запит без прямого втручання оператора.

Трирівнева маркетингова модель товару: уточнена ідея продукту (алгоритму), його складові, особливості процесу його використання, наведені у таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Опис трирівневої моделі товару

Рівні товару	Сутність та складові		
I. Товар за задумом	Інтеграція в інформаційну систему ОСП/ОСР програмного рішення системи розрахунку втрат в енергосистемі		
II. Товар у реальному виконанні	Властивості/характеристики	Механічні/ Надійності	Витратні/ Технологічні/ Ергономічні / Економічні/ Органолептичні

Продовження таблиці 4.11

	1. Програмне забезпечення в якості оновлення для поточної системи 2. Вартість обслуговування зменшиться за рахунок менших затрат часу з боку технічного персоналу 3. Підвищена надійність за рахунок нових програмних фреймворків 4. Зменшення кількості технічного персоналу, що обслуговуватиме систему	1. Довговічність 2. Безвідмовність 3. Ремонтопридатність	1. Трудомісткість виготовлення та технологічна собівартість товару. 2. Низька вартість обслуговування та експлуатації
	Стандарти та нормативи залишаються такими ж як у системи, що використовує альтернативну конфігурацію.		
	DIgSILENT PowerFactory		
III. Товар із підкріпленням	Обслуговування напряду без участі технічного персоналу		
	Автоматичний розрахунок та збір даних системою		

### Висновки

Враховуючи великий попит на дану технологію інтеграції програмного рішення розрахунку прогнозованих втрат до інформаційної системи оператора системи передачі/розподілу електроенергії, є можливість ринкової комерціалізація проекту. В ході розробки стартап-проекту проведено аналіз, що така інтеграція, як технологія стартап-проекту, в майбутньому спростить процес розрахунку та збору необхідної інформації. На прикладі енергокомпанії, що використовує даний об'єкт визначена висока рентабельність, перспективи впровадження технології сформовані зацікавленістю в оновленні алгоритму роботи. Конкурентами даного алгоритму можна вважати як і саму систему на базі старого алгоритму, так і програмне рішення іноземного виробника.

## ВИСНОВКИ

1. На основі проведених досліджень проведено аналіз, дизайн та розробку інформаційної системи розрахунку прогнозованих втрат у енергосистемі із застосуванням ПК PowerFactory.
2. Визначено об'єкт дослідження, сформовано схему заміщення дослідної мережі, розраховано її початкові параметри та сформовано математичну модель та аналогічну розрахункову модель дослідної енергосистеми у ПК DlgSILENT "PowerFactory".
3. Виконано розрахунок усталеного режиму дослідної енергосистеми за методом Ньютона-Рафсона. Отримані результати розрахунку режимних напруг, струмів, потоків та втрат потужності відповідають аналогічному розрахунку, проведеному у програмному комплексі DlgSILENT "PowerFactory", де також застосований метод Ньютона-Рафсона, обидва розрахунки зійшлися за 3 ітерації.
4. Досліджено документацію програмного комплексу PowerFactory, проаналізовані вимоги щодо системи розрахунку втрат, розроблена інформаційна архітектура системи розрахунку, проведено об'єктно-орієнтовний аналіз та розроблено дизайн системи, що включає у себе діаграми прецедентів, класів та послідовностей.
5. Реалізовано стартап-проект на базі розробленої інформаційної системи, основною ідеєю якого став принцип інтеграції програмного комплексу у інформаційне середовище ОСП/ОСР, що дозволить автоматизувати щоденний розрахунок прогнозованих втрат як частини обов'язків оператора у новій моделі ринку. Був проведений короткий технологічний аудит проекту та аналіз його ринкових можливостей.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 21.06.2013 № 399. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередачі.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Издавництво: НЦ ЭНАС, 2004. – 280 ст.
3. Перхач В. С. Математичні задачі електроенергетики. – Львів: Вища школа. Вид-во при Львів. ун-ті. 1982. – 380 с.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И. М. Шапиро. Изд.3-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1987.
5. Хоменко О.В. Математичні задачі енергетики. Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричних систем – Київ: НТУУ «КПІ», 2016. – 109 с.
6. PowerFactory 2019 Application Programming Interface (API) – Gomaringen DE: DIgSILENT GmbH, 2018. - 64 с.
7. PowerFactory 2019 User Manual – Gomaringen DE: DIgSILENT GmbH, 2018. - 1225 с.
8. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95, -51 с.
9. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97.

10. Гавриш О.А. Розроблення стартап-проекту. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.
11. Гавриш О.А. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.